



ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

А.Б. ЯНОВСКИЙ, д.э.н., профессор, заместитель
Министра энергетики Российской Федерации

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Л.М. ГРУЗДИЛОВИЧ, председатель ученого
совета Центра развития колтюбинговых
технологий

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Ж. АТТИ, вице-президент по международным
продажам компании Global Tubing

Г.А. БУЛЫКА, главный редактор журнала

Б.Г. ВЫДРИК, заместитель председателя Ученого
совета Некоммерческого партнерства «Центр
развития колтюбинговых технологий»

Д.Н. ГРИБАНОВСКИЙ, первый заместитель
генерального директора СЗАО «Фидмаш»

В.С. ВОЙТЕНКО, д.т.н., профессор, академик РАЕН

Г.П. ЗОЗУЛЯ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Ремонт и восстановление скважин» ТюмГНГУ

Р. КЛАРК, почетный редактор журнала

И.М. КРИВИХИН, главный инженер Сургутского
УПНП и КРС ОАО «Сургутнефтегаз»

Е.Б. ЛАПОТЕНТОВА, генеральный директор
СЗАО «Фидмаш»

Г. ЛИС, директор по планированию
коммерческой деятельности и стратегическому
партнерству компании BCG Energy Ltd

А.Г. МОЛЧАНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
технической механики РГУ нефти и газа им. И.М.
Губкина

А.Я. ТРЕТЬЯК, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
«Бурение нефтегазовых скважин и геофизика»
ЮРГТУ (НПИ)

Дж. ЧЕРНИК, вице-президент по продажам и
маркетингу компании Foremost Industries LP

Е.Н. ШТАХОВ, к.т.н., зам. генерального директора
ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»

В.А. ШУРИНОВ, к.т.н., директор
Некоммерческого партнерства «Центр развития
колтюбинговых технологий»

Р.С. ЯРЕМИЙЧУК, д.т.н., профессор,
академик РАЕН

PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

A. YANOVSKY, Doctor of Economics, Professor,
Deputy Minister of Energy
of the Russian Federation

VICE PRESIDENT OF EDITORIAL BOARD

L. HRUZDZILOVICH, Chairman of the
Academic Council of Coiled Tubing Technologies
Development Center

EDITORIAL BOARD

J. ATTIE, Vice President, International Sales,
Global Tubing

H. BULYKA, Editor-in-Chief

J. CHERNYK, Vice President, Sales and Marketing,
Foremost Industries LP

R. CLARKE, Honorary Editor

D. GRIBANOVSKY, First Deputy Director General
of NOV Fidmash

I. KRIVIKHIN, Chief Engineer of Surgut
UPNP&KRS, JSC Surgutneftegaz

A. LAPATSENTAVA, Director General
of NOV Fidmash

G. LEES, Commercial and Alliance Strategy,
BCG Energy Ltd

A. MOLCHANOV, Doctor of Engineering,
Professor, Manager of the Chair of Technical
Mechanics of the Gubkin Russian State University
of Oil and Gas

E. SHTANOV, Doctor of Engineering, Deputy
Director General of "RosTEKhtehnologii"

V. SHURINOV, Doctor of Engineering, Director of
Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies
Development Center"

A.Y. TRETIK, Professor, the Chairman of
the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics
Department, SRSTU (NPI)

V. VOITENKO, Doctor of Engineering, Professor,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences

B. VYDRIK, Deputy Chairman of the Academic
Council of Nonprofit Partnership "Coiled Tubing
Technologies Development Center"

R. YAREMIYCHUK, Doctor of Technical Science,
Professor, Member of the Russian Academy
of Natural Sciences

G. ZOZULYA, Doctor of Engineering, Professor,
Manager of the Chair of Well Workover and
Recovery of Tyumen State Oil & Gas University

ПОЧЕТНЫЙ РЕДАКТОР – Рон Кларк (rc@cttimes.org);
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР – Галина Булыка (cttimes@cttimes.org);
РУКОВОДИТЕЛЬ ИНТЕРНЕТ-ПРОЕКТА – Ольга Габдулхакова (ovg@cttimes.org);
ПЕРЕВОДЧИКИ – Вячеслав Баранов (vb@cttimes.org), Василий Андреев (va@cttimes.org);
ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ – Наталья Михеева;
ГЛАВНЫЙ НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ – В.С. Войтенко, д.т.н., профессор, академик РАЕН;
НАУЧНЫЕ КОНСУЛЬТАНТЫ – Л.А. Магадова, д.т.н., зам. директора Института промышленной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; И.Я. Пирч, заместитель директора УП «Новинка»; К. Ньюман, технический директор компании NOV CTES; А.В. Кустышев, д.т.н., профессор; В.И. Шамшин, зав. сектором ОАО «Газпром»; Ю.А. Иконников, нач. отдела добычи ОАО «Лукойл».
ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ – Ирина Груздилов (ig@cttimes.org); **МАРКЕТИНГ И РЕКЛАМА** – Роберт Хисматуллин (robert.khismatullin@cttimes.org); **КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА И ДИЗАЙН** – Людмила Гончарова;
ПОДПИСКА И РАССЫЛКА – Ольга Засекина (cttimes@cttimes.org)

ИЗДАТЕЛЬ

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий»
Директор НП «ЦРКТ» Владимир Шуринов

ЖУРНАЛ ПОДГОТОВЛЕН К ВЫПУСКУ

Редакцией журнала «Время колтюбинга» и Некоммерческим партнерством «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»)

АДРЕС РЕДАКЦИИ

117036 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425.
Тел.: +7 499 788 91 24, тел./факс: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Тираж: 6000 экз. Первый завод: 1000 экз.
Журнал зарегистрирован Федеральным агентством по печати и массовым коммуникациям РФ.
Регистрационный номер ПИ № 77-16977.

Журнал распространяется по подписке среди специалистов нефтегазовых компаний и профильных научных институтов. Осуществляется широкая персональная рассылка руководителям первого звена.

Материалы, автор которых не указан, являются продуктом коллективной работы сотрудников редакции.
При перепечатке материалов ссылка на журнал «Время колтюбинга» обязательна.
Редакция не всегда разделяет мнение авторов статей.

РЕКЛАМОДАТЕЛИ

РосТЭКтехнологии, ITE LLC, Экспоцентр, Акмаш-холдинг, Краснодарский компрессорный завод, Формост, Фидмаш, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, National Oilwell Varco

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и заинтересованных лиц.
Отпечатано в типографии «Зималетто», Беларусь, г. Минск
Заказ № 9758

HONORARY EDITOR – Ron Clarke (rc@cttimes.org);
EDITOR-IN-CHIEF – Halina Bulyka (cttimes@cttimes.org);
INTERNET PROJECT MANAGER – Olga Gabdulkhakova (ovg@cttimes.org);
TRANSLATORS – Viachaslau Baranau (vb@cttimes.org), Vasili Andreev (va@cttimes.org);
EXECUTIVE EDITOR – Natalia Miheeva;
CHIEF SCIENTIFIC CONSULTANT – V. Voitenko, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences;
SCIENTIFIC CONSULTANTS – L. Magadova, Doctor of Engineering, Deputy Director of Institute of Industrial Chemistry, Gubkin Russian State University of Oil and Gas; I. Pirch, Deputy Director of UE Novinka; K. Newman, Technical Director of NOV CTES; A. Kustyshev, Doctor of Engineering, Professor; V. Shamshin, Manager of the Department, Gazprom; Yu. Ikonnikov, Head of the Production Department, Lukoil.
BUSINESS DEVELOPMENT MANAGER – Irina Gruzdlovich (ig@cttimes.org); **MARKETING AND ADVERTISING** – Robert Khismatullin (robert.khismatullin@cttimes.org); **COMPUTER MAKING UP & DESIGN** – Ludmila Goncharova;
SUBSCRIPTION & DISTRIBUTION – Olga Zasekina (cttimes@cttimes.org)

PUBLISHER

Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center"
Director of NP CTTDC Vladimir Shurinov

JOURNAL HAS BEEN PREPARED FOR PUBLICATION BY

Editorial Board of Coiled Tubing Times Journal and Nonprofit Partnership "Coiled Tubing Technologies Development Center".

ADDRESS OF EDITORIAL OFFICE

5/1, Pyzhevski Lane, office 425, Moscow 117036, Russia.
Phone: +7 499 788 91 24, Fax: +7 499 788 91 19.
www.cttimes.org, e-mail: cttimes@cttimes.org
Edition: 6000 copies. The first party: 1000 copies.
The Journal is registered by the Federal Agency of Press and Mass Communication of Russian Federation.
Registration number ПИ № 77-16977.

The Journal is distributed by subscription among specialists of oil and gas companies and scientific institutions. In addition, it is also delivered directly to key executives included into our extensive mailing list.

The materials, the author of which is not specified, are the product of the Editorial Board teamwork.
When reprinting the materials the reference to the Coiled Tubing Times is obligatory.
The articles provided in this journal do not necessarily represent the opinion of the Editorial Board.

ADVERTISERS

RosTEKtehnologii, ITE LLC, Expocentre, Akmatholding, The Krasnodar Compressor Plant, Foremost, NOV Fidmath, NOV Asep Elmar, SPE/ICoTA, National Oilwell Varco

The Journal offers a cooperation to advertisers and persons concerned.

СЛОВО РЕДАКТОРА

Очередной номер нашего журнала выходит накануне выставки «Нефтегаз 2010», которая обещает стать впечатляющим событием и собрать рекордное число участников, среди которых будут и специалисты, занятые в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ. Однако столь масштабные мероприятия не всегда предоставляют возможность полноценного обмена мнениями по конкретной, достаточно узкой, проблематике.

С этой точки зрения намного привлекательнее отраслевые встречи. Надеюсь, вам будет интересно ознакомиться с теоретическими и практическими изысканиями и техническими новинками, которые были представлены на Конференции и выставке по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, которая состоялась 23–24 марта в Вудлендсе, США. Подробный материал об этом событии и статьи участников вы найдете на страницах номера «ВК», который держите в руках.

Конференции, на мой взгляд, являются очень важной составляющей профессионального становления специалиста нашего профиля. Там, где собираются единомышленники, идет интенсивный обмен мнениями, вспыхивают жаркие споры, – там возникает питательная среда, на которой растут новые идеи. Встречи профессионалов предоставляют уникальную возможность обогатить свои знания и навыки, подняться над будничной суетой, над собственным опытом и взглянуть на него как бы с высоты птичьего полета, чтобы увидеть главное и не заметить второстепенное.

На свои встречи собираются ученые всех профилей, писатели, врачи, архитекторы, дизайнеры, программисты – все, кто реализует в профессиях, устремляющих мир вперед, в будущее.

Трудно переоценить значение профессиональных встреч и для специалистов в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ. Вудлендс, Абердин, Москва – адреса наших конференций. Рад напомнить дорогим читателям, что журнал «Время колтюбинга» совместно с ICoTA и ЦРКТ выступает организатором 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Мероприятие состоится 15–17 сентября 2010 года в Москве. Акцент тематики будет сделан на колтюбинговую бурение и самых передовых технологиях внутрискважинных работ. Подробности – на нашем сайте www.cttimes.org, страница «Конференция».

Американские специалисты с нетерпением ждут встречи со своими коллегами, работающими по другую сторону океана. Мы готовы поделиться всем, что знаем. Присылайте свои вопросы и темы для обсуждения по адресу: cttimes@cttimes.org. Организаторы конференции постараются учесть все заявки и пожелания.

До скорой и, надеюсь, плодотворной встречи.

Рон КЛАРК



EDITORIAL

Our current issue is published prior to 'Neftegaz 2010' Exhibition, an event promising unforgettable impressions and record attendance, with experts in coiled tubing technologies and well intervention among its participants. However, it is not typical of such large-scale activities to provide opportunities for detailed problem-oriented discussions on specific issues.

Branch meetings are of much more value to this effect. We believe you will find it useful to get an insight in the theoretical research, practical results and advanced technologies presented at the Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition held in March, 23–24 in Woodlands, USA. This issue of the Coiled Tubing Times will introduce you to comprehensive reports on the event and articles by its participants.

I consider conferences essential for further professional development of our experts. Whenever like-minded people meet, they will engage in a thoroughgoing exchange of opinions and heated debates, with new ideas flourishing on this fertile soil. Such gatherings present a unique chance for experts to enrich their knowledge and broaden their skills, to rise above the daily grind and get a bird's eye view of their own experience, with everything of importance falling into perspective and minor things put aside.

Representatives of all sciences, as well as writers, doctors, architects, designers, and programmers have their meetings in order to gather those who found themselves in their sphere and keep on pushing the world to future.

Meetings held for coiled tubing and well intervention experts are also hard to overestimate. Woodlands, Aberdeen, Moscow became venues for our conferences. It is a pleasure for me to remind our readers that the Coiled Tubing Times together with the ICoTA and CTTDC (Coiled Tubing Technologies Development Center) is one of the promoters of the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference. It is to be held on September 15–17, 2010 in Moscow. It will focus on coiled tubing drilling and advanced well intervention technologies. You may find further details on the Conference page at our site www.cttimes.org.

American experts are looking forward to meeting their colleagues from over the ocean. We are ready to share all our knowledge. We expect you to send your questions and topics for discussion at: cttimes@cttimes.org. The conference promoters will make their best to take into account all your requests and proposals.

Hoping for all of us to meet soon and find our meeting fruitful.

Ron CLARKE

ГОСТЬ НОМЕРА

Повышение эффективности выгодно ВСЕМ (интервью с Дэвидом Бребнером, вице-президентом NOV ASEP Elmar)6

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Ольга Габдулхакова

Отрасль открыта для альтернативных методов проведения внутрискважинных работ (итоги 12-й Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA)10

ПЕРСПЕКТИВЫ

Колтюбинг на море и на суше (обсуждение за круглым столом)16

ПРАКТИКА

Колтюбинг как фактор движения вперед (интервью с главным механиком Оренбургского УИРС ООО «Газпром подземремонт Оренбург» В.Е. Рябцевым)25

Л.У. Чабаев, В.В. Журавлев, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев

Ликвидация газопроявлений на скважинах Ямбургского месторождения с помощью колтюбинговой установки30

ТЕХНОЛОГИИ

Сулейман Ситдииков, Станислав Заграничный

Применение колтюбинга в осложненных условиях Ванкорского месторождения: задачи и решения34

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, В.Б. Губанов, М.Н. Ефимов

Сравнительная оценка проникающей способности безводных тампонажных растворов на углеводородной основе в пористую среду46

ИННОВАЦИИ

Родерик К. Стенли

Разработка и тестирование новой системы контроля состояния гибкой трубы50

Injectorplex – новые возможности для проведения внутрискважинных работ в агрессивных средах58

РЕГИОНЫ: КАЗАХСТАН

Новые технологии дают неоспоримое преимущество (интервью с Алмасом Келжановым, директором ТОО «OSAC»)60

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ

Применение и техническое обслуживание гибких труб (Дэннис Данлэп, управляющий директор по производству гибких труб компании Tenaris, отвечает на вопросы наших читателей)64

ОБОРУДОВАНИЕ

Передовая техника для современного нефтегазосервиса70

Сергей Просвилов, генеральный директор ЗАО «ПАРМ-ГИНС»

Импульсы воздействуют на пласт76

НОВОСТИ: Колтюбинг84

Характеристики наиболее распространенных колтюбинговых установок, работающих в России90

ОБОРУДОВАНИЕ

Ренди Грейвс

Новейшая система Merlin для управления колтюбинговыми установками92

С.Б. Бекетов, В.А. Машков

Гидроударное устройство для очистки ствола скважины с применением колонны гибких труб98

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

Яна Нетребовская

На этапе «перезагрузки»104

Андрей Коротченко

Молодые разработчики новых технологий106

Анкета «Времени колтюбинга»108

НОВОСТИ: ГРП110

А – Ω

Сергей Капица

Демографический взрыв и будущее человечества120

GUEST OF THE ISSUE

Enhanced Efficiency Will Bring Benefits for All (interview with David Brebner, Vice President NOV ASEP Elmar)6

CONFERENCES & EXHIBITIONS

Olga Gabdulkhakova

The Industry is Open to Alternative Intervention Options (results of the 12th SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference)10

PROSPECTS

Coiled Tubing on Land and Sea (round table discussion)16

PRACTICE

Coiled Tubing as a Prerequisite for Further Development (interview with V.E. Ryabtsev, Chief Mechanic, Orenburg Stimulation and Workover Department, OOO Gazprom Podzemremont Orenburg)25

L.U. Chabaev, V.V. Zhuravlev, G.P. Zozulya, A.V. Kustyshev,

Elimination of Gas Show at Wells of the Yamburg Gas Field Using Coiled Tubing Unit30

TECHNOLOGIES

Suleyman Sitdikov, Stanislav Zagranichniy

Challenges of Well Intervention with Coiled Tubing on Vankorskoe field34

OILFIELD CHEMISTRY

L.A. Magadova, N.N. Efimov, V.B. Gubanov, M.N. Efimov

Comparative Evaluation of How Oil-Based Ahydrous Cementing Slurries Penetrate into Porous Medium46

INNOVATIONS

Roderic K. Stanley

Development of and Results from a New Coiled Tubing Inspection System50

Injectorplex – A New Operational Dimension For Well Service Applications in Harsh Environments58

REGIONS: KAZAKHSTAN

New Technologies Offer an Undeniable Advantage (interview with Almas Kelzhanov, Director, TOO OSAC)60

QUESTIONS TO SPECIALIST

Application and Maintenance of Coiled Tubing (Dennis Dunlap, Managing Director, Coiled Tubes, Tenaris is answering the questions of our readers)64

EQUIPMENT

Innovative Equipment for Modern Oilfield Services70

Sergey Prosvirov, General Director, ZAO PARM-GINS

Pulses Stimulate Formation76

NEWS: Coiled Tubing84

Manufacturer's Specifications of Most Widely Sold CTUs in Russia90

EQUIPMENT

Randy Graves

Merlin Control System, Cutting Edge Coiled Tubing Unit Controls92

S.B. Beketov, V.A. Mashkov

Hydraulic Hammer Unit for Wellbore Cleanout with Coiled Tubing Application98

CONFERENCES & EXHIBITIONS

Yana Netrobovskaia

At the 'Reload' Stage104

Andrey Korotchenko

Young Developers of New Technologies106

Coiled Tubing Times Questionnaire108

NEWS: Fracturing110

A – Ω

Sergey Kapitza

Global Population Blow-up and After...120

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫГОДНО ВСЕМ

ENHANCED EFFICIENCY WILL BRING BENEFITS FOR ALL

В рубрике «Гость номера» выступает Дэвид Бребнер, вице-президент NOV ASEP Elmar
Our guest of the issue today is David Brebner, Vice President NOV ASEP Elmar

Время колтубинга: Г-н Бребнер, NOV, в составе которой сотни компаний, как никакая другая международная корпорация знакома с практикой слияний и поглощений. Каковы основные принципы успешной интеграции различных структур? С какими трудностями приходится сталкиваться на этом пути?

Дэвид Бребнер: Безусловно, трудности на этом пути неизбежны. Объединяющиеся структуры, как правило, имеют различные культурные особенности – это касается и людей, и практики осуществления деятельности. Основная сложность состоит в том, чтобы объединить две культуры в единую эффективную организацию.

ВК: Поделитесь, пожалуйста, опытом объединения с СЗАО «Фидмаш». Каковы были предпосылки данного слияния?

Д.Б.: Для СЗАО «Фидмаш» основной предпосылкой выступила возможность представить на рынке СНГ продукцию, которая производилась бы на территории СНГ и позволила бы обеспечить наивысшее качество, подкрепленное покупательским спросом регионального рынка. Западное оборудование подчас было слишком дорогим, а появление такой структуры, как NOV Фидмаш, дало возможность региональным сервисным компаниям успешно развивать свою деятельность, приобретая оборудование белорусского производства.

Это слияние было очень удачным и для СЗАО «Фидмаш», и для NOV. Результат полностью оправдал наши ожидания. Компания получила поддержку в период кризиса в России и Восточной Европе. Теперь появляются первые признаки того, что ситуация стабилизируется. Мы очень гордимся нашими достижениями.

ВК: В апреле 2009 года в состав NOV вошла и компания ASEP. Чего удалось достичь? С чем были связаны трудности в этом случае?

Д.Б.: В случае объединения NOV и ASEP нам предстояло решить, где расположить производство сопутствующих товаров, гарантируя специализацию и развитие. Необходимо было также перераспределить выпуск отдельных видов продукции так, чтобы наиболее эффективно использовать производственные мощности обеих компаний. С точки зрения культуры необходимо



Coiled Tubing Times: NOV Inc., a corporation of hundreds of companies, is more familiar with the practice of mergers and acquisitions than any other international oil services company. What is the general culture of integrating two companies? Is it challenging?

David Brebner: Yes, there are always challenges when integrating two companies. It is inevitable that the companies will have different cultures regarding people and operations and this is the biggest challenge – merging those into an effective operation.

CTT: How was the experience of integrating Fidmash into NOV? What were the drivers for this particular acquisition?

D.B.: The drivers for Fidmash were the ability to bring products into the FSU market that were made within the FSU through delivering the best quality for which the local market could afford to pay. Often Western equipment was too expensive so this created an opportunity for local service companies to grow their services by acquiring Belarusian equipment.

I think this integration has been very successful both from an NOV & Fidmash point of view. It has delivered what we set out to deliver, and in addition to managing the company through this recession in Russia and Eastern Europe, we now see the first glimpses of the market improving. We're very happy with what has been achieved.

было обеспечить понимание стоящих перед новой структурой задач и стремление к общей цели.

БК: NOV проделывает огромную работу по стратегическому планированию и поиску компаний для слияний, не так ли?

Д.Б.: Безусловно. Однако часто выбор очевиден. Хотя нефтяная отрасль и велика, она разбита на отдельные секторы, в которых специалисты отлично знают друг друга. Покупатели, ключевые поставщики и потребности рынка хорошо известны. Поэтому в этой «стратегической работе» нет ничего сверхъестественного.

БК: Можно ли предугадать рыночную судьбу оборудования, технологий или услуг в отрасли внутрискважинных работ? Что определяет успех той или иной продукции, казалось бы, аналогичной менее успешным изделиям конкурентов?

Д.Б.: Часто успех определяется самой продукцией, ее конкурентными преимуществами. Другой важнейший фактор – время, т.е. временные затраты на разработку и внедрение новой продукции, а также выбор подходящего момента для выхода на рынок. Без тщательного планирования и анализа рынка успеха добиться сложно.

БК: На Ваш взгляд, какие технологии будут пользоваться наибольшим спросом в ближайшем будущем?

Д.Б.: Полагаю, что будущее за электронным оборудованием, автоматизированным управлением и дистанционным контролем операций. На смену механике и гидравлике придет электроника, управление будет осуществляться с помощью сенсорных панелей. Это огромный шаг вперед для отрасли.

БК: Каковы достижения ASEP Elmar в этом отношении?

Д.Б.: В нашем ассортименте есть канатная лебедка, и мы работаем над тем, чтобы полностью снабдить ее электроникой. Это не только упростит выполнение операций и контроль за ними, но и позволит укрепить экологическую безопасность.

БК: Дайте, пожалуйста, свою оценку современному состоянию рынка нефтесервисных услуг стран СНГ. Какие регионы наиболее перспективны?

Д.Б.: Наблюдается значительный рост сегмента заканчивания скважин, успешно развиваются некоторые страны региона. Рынок СНГ становится крупным поставщиком ресурсов, его необходимо рассматривать в средне- и долгосрочной перспективе. Мы все хотим видеть еще более прекрасной нашу планету, но при этом надеемся продолжать работу. Поэтому необходим тщательный контроль и

CTT: In April 2009 NOV acquired ASEP. What are the challenges and the results in this case?

D.B.: With this merger we had to decide where the complimentary products were to be made, so we could specialize and improve. We also had to allocate where the engineering of the different product lines were to be placed along with ensuring that the facilities of each company were best used on a consolidated basis. Culturally we had to ensure that everyone was informed throughout the process and were behind what we were trying to achieve.

CTT: NOV does a great job of strategic thinking, planning and finding companies.

D.B.: Yes, often these companies find themselves, because the oil industry is large, and it really breaks at very small portions of specialists, and you tend to know these specialists straight away. You know who your customers are, you know who your key suppliers are, and you know what the market wishes to be supplied. It's not as daunting as you think.

CTT: Can the success of some particular products, technologies and services in the well intervention industry be predicted? Some of them are pretty much the same at the market, still some are successful, and others are not. What is the key to the success?

D.B.: Often the key to success is the product itself, what it can deliver and its benefits. The other important factor is timing – how long it will take to develop, bring to market, and the actual timing of the market entry and observation. Without planning that well it will be extremely hard to see the products or service grow.

CTT: What technologies will be in most demand in coming year?

D.B.: We believe that electrical equipment, computerized functionality and remote control operations will start to become more and more involved in the supply of our services. What used to be mechanical or hydraulic will become electronic and will be managed with touch panels. This is a great advantage to the industry.

CTT: What are the ASEP Elmar achievements in this respect?

D.B.: Within our product range is the wireline winch. We feel it should be a wholly electronic winch, which delivers numerous advantages, be it eco-friendly, ease of control or ease of operation.

CTT: What is your evaluation of the FSU market in general? Which regions are of most interest from the global well intervention perspective?

D.B.: We see growth in the completion markets and in some fast developing countries of the region. The FSU is becoming such a major provider of resource that it has to take a fairly medium-to long-term view

соблюдение стандартов экологической безопасности.

К наиболее перспективным регионам я бы отнес северные территории и Баренцево море. Нас также интересует Восточная Сибирь, Казахстан и Туркменистан, в котором нефтесервис тоже начинает развиваться. Это, пожалуй, ключевые регионы СНГ для развития и внедрения инновационных технологий.

Для бурения на шельфе в Баренцевом море необходим специализированный товарный ассортимент, в частности транспортируемое по воздуху блочное оборудование. Такие установки отличаются от основной продукции производства NOV ASEP Elmar.

ВК: В СНГ пока разрабатывается немного шельфовых месторождений.

Д.Б.: Немного, но этот сегмент рынка будет расти.

ВК: Учитывая эту перспективу роста, следует ли специалистам СНГ внедрять международный опыт проведения работ на шельфе, например опыт Северного моря?

Д.Б.: Действительно климатические и производственные условия шельфа России и Северного моря схожи, и внедрение модели Северного моря будет иметь преимущества.

Главное, нужно помнить, что время – деньги. Повышение эффективности выгодно всем. ☺

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»

on things. We all want to better the Earth, but we also want to keep working. It has to be well-managed and eco-friendly.

Primarily, the most promising regions include the northern regions and the Barents Sea. We're also starting to look into East Siberia, with Kazakhstan also being a very important area and Turkmenistan is also starting to develop. These are the FSU key areas for development and advancement.

Drilling offshore in the Barents Sea requires specialist product lines, basically air-portable, skid-mounted rather than the more common and heavier units which NOV ASEP Elmar most commonly deliver.

CTT: There are not many offshore areas in the FSU market, are there?

D.B.: No, but these will grow.

CTT: Taking into account that growing perspective, should the FSU specialists introduce international experience of offshore operations, for example, the North Sea model?

D.B.: Yes, offshore FSU has a very similar climate and a similar situation to the North Sea so there will be benefits for all by using the North Sea model.

The main thing is that time is money. Enhanced efficiency will bring benefits for all. ☺

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times



Клаус Мейер, генеральный менеджер NOV ASEP Elmar в странах бывшего СССР:

Объединение компании ASEP с NOV и Elmar позволило нам стать сильнее благодаря внедрению новых инженерных разработок и создало лучшие условия для работы с потребителями. Ассортиментные перечни ASEP и Elmar прекрасно дополняют друг друга, и теперь мы предлагаем полный комплекс оборудования.

ASEP в течение 5 лет осуществляла самостоятельную деятельность в России, успешно продавая в основном установки для каротажа в открытом стволе как в блочном исполнении, так и на шасси. Мы продали более 100 установок в СНГ. Был получен огромный опыт адаптации нашего оборудования к суровым условиям Сибири. Мы много узнали, работая с потребителями нашей продукции. Возможность сотрудничества с СЗАО «Фидмаш» – несомненное преимущество, позволяющее нам расширить свое присутствие на рынке СНГ. В целом слияния и поглощения неизбежно вызывают трудности, поскольку они предполагают объединение различных культурных традиций и практик ведения бизнеса. Но я убежден, что подобные изменения на пользу, поскольку они позволяют компании развиваться.

Claus Meyer, General Manager NOV ASEP Elmar – FSU: With ASEP, coming on board with NOV and Elmar we are no much stronger in our engineering capacity and in a much better position to service our clients. Our portfolio is perfect match, and we can now supply the full well services package.

ASEP has been at the Russian market for 5 years, successfully selling mainly open hole logging units and trucks. We sold more than 100 units in the CIS. We have gained excellent experience in adapting our equipment to the harsh conditions of Siberia. We've learnt a lot, from working with our clients. We improve our products all the time. Sharing experience with Fidemash is a definite benefit, enabling us to widen our presence in the CIS.

In general, mergers and acquisitions are always challenging because they involve different cultures that meet, different ways of doing things. But I believe change is positive and that change helps keeping the company dynamic.

КАБЕЛЬНОЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

NOV ASEP Elmar
ПАРТНЕРСТВО ВО ИМЯ РАЗВИТИЯ

• Головка для
регуливки
закачки смазки
Enviro™



• Шаровой
контрольный
клапан

• Выпускной
клапан
• Ловитель
инструмента

• Секции
лубрикатора

• Ловушка для
инструмента

• Переходник для
экспресс-
испытания

• Лёгкий клапан
для кабеля

• Устьевой
переходной
фланец

• Переходник
для всасывания



**Модуль управления
"E-Lite" серии 5**



**«Лёгкий» клапан
для кабеля**



**Плашка
конструкции
Q-Guide™**

www.nov.com/asepelmar

ELMAR - ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энтерпрайз Драйв, Вестхилл Индустриал Истейт, Вестхилл, Абердин AB32 6TQ
Шотландия, Великобритания
Тел.: +44 1224 740261 Отдел продаж: +44 1224 748700
Факс: +44 1224 743138 Электронная почта: ASEPElmar-uk@nov.com



FIDMASH - ГОЛОВНОЙ ОФИС В МИНСКЕ

ул. Рыбалко, 26, Минск, 220033, Республика Беларусь
тел.: +375 (17) 298-24-16, факс: +375 (17) 248-30-26
fidmashsales@nov.com



ОТРАСЛЬ ОТКРЫТА ДЛЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ РАБОТ

THE INDUSTRY IS OPEN TO ALTERNATIVE INTERVENTION OPTIONS

Конференция по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA состоялась 23–24 марта в Вудлендсе, США.

Мероприятие, проводимое уже в 12-й раз, является одним из крупнейших международных форумов, на котором представляются новейшие технологии и оборудование для проведения внутрискважинных работ.

В обращении к участникам выставки и конференции Кёртис Блаут, ConocoPhillips, и Брайан Шваниц, Welltec, сопредседатели программного комитета, отметили: «Нынешняя экономическая ситуация в нефтегазовом секторе заставляет специалистов пересмотреть практику проведения внутрискважинных работ. Полагаем, что самая низкая стоимость барреля нефти может быть достигнута благодаря грамотному применению внутрискважинных технологий и оборудования. В условиях сокращения бюджетов многие компании стали более открытыми для альтернативных методов проведения внутрискважинных работ, ведь это позволяет увеличить нефтеотдачу при значительно более низких затратах, чем при использовании традиционных методов».

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА

Программа конференции в этом году была значительно расширена и включала все аспекты колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ, в том числе капитальный ремонт с помощью каротажного кабеля, канатной техники, ремонт скважин под давлением без глушения и применение колтюбинга в сервисных работах.

Технологии и оборудование, позволяющие успешно проводить внутрискважинные работы, были рассмотрены в секции «Повышение эффективности операций». Статья «Повышение эффективности бурения и снижение затрат при использовании гибридной колтюбинговой установки в Читтим-рэнч, Западный Техас» (IADC/SPE 128926, Б.Л. Литтлтон, С. Николсон, К.Г. Блаунт, ConocoPhillips) описывает значительное улучшение показателей производственной и экономической эффективности, которые были достигнуты благодаря использованию гибридной колтюбинговой установки и сопутствующих технологий. В ходе выполненной программы на первоначальном этапе было осуществлено бурение 233 скважин с использованием гибридной



The SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention (CTWI) Conference was held on March, 23–24, in the Woodlands, USA. Now in its 12th year, this event has grown to become one of the largest indoor exhibitions of coiled tubing and well intervention products and services.

In their welcoming address, the cochairpersons of the program committee, Curtis Blount, ConocoPhillips, and Brian Schwanitz, Welltec, noted: “Based on the years in the industry, we feel that the current oil and gas economic environment offers an upside to well-intervention professionals. Our experiences suggest that some of the lowest cost-per-barrel-equivalent can be achieved through proper application of well intervention tools and techniques. And in a tight money environment, many upper level managers may be more open to using alternative intervention options – ones they may have previously ignored in a robust market – to increase production at costs that can be significantly lower than “exploring with a bit on a rotary rig.”

TECHNICAL PROGRAM

The technical program this year included all aspects of coiled tubing and well intervention technologies, from electric wireline, slickline and hydraulic workover to coiled tubing applications used in the well-servicing industry.

Intervention operations that increase efficiency and methods and tools that improve operations

колтюбинговой установки. Технологии и оборудование для колтюбингового бурения позволили сократить среднее время на скважине на 60% по сравнению с традиционным роторным бурением. Повышение эффективности бурения выразилось в 14%-м сокращении затрат на одну скважину по сравнению с самыми последними данными о традиционных методах бурения в регионе. В докладе было дано обоснование выбора колтюбинга в качестве метода решения поставленной задачи, описаны проблемы, с которыми пришлось столкнуться, а также суммирован опыт, полученный при проведении данной кампании по колтюбинговому бурению. Также был представлен детальный обзор осуществления колтюбингового бурения на одной из скважин.

Секция «ГРП и интенсификация притока» была посвящена новым колтюбинговым приложениям, внутрискважинному инструменту и технологиям сбора данных, которые способствуют интенсификации добычи, а также технологиям изоляции притока пластовых вод в проблемных горизонтальных скважинах.

Интерес к нетрадиционным источникам газа, особенно к сланцевым месторождениям, продолжает расти не только в Северной Америке, но и во всем мире. Ожидается, что в ближайшие 10 лет около 60% добычи газа в США будет приходиться на долю сланцевых месторождений. В подобных плотных коллекторах для обеспечения экономической эффективности необходимо использование ГРП. Доклад SPE 130678 «ГРП с использованием колтюбинга: анализ 43-ступенчатой разработки месторождения Барнетт Шейл», представленный специалистами компании BJ Services, позволил аудитории получить целостное представление об интенсификации притока путем закачки с высокой скоростью флюида, содержащего реагенты на водной основе. Закачка флюида производилась для снижения поверхностного натяжения и следовала за гидроразрывом пласта.

Традиционный многоступенчатый ГРП применяется для многих сланцевых и других месторождений газа. Обычно ГРП такого типа основан на использовании композитных мостовых пробок или пробок для ГРП, которые спускаются на кабеле для изоляции различных интервалов. При проведении стандартного ГРП скорости закачки флюида до 100 баррелей в минуту обычно хватает для обработки 4 или 6 интервалов перфорирования на каждом этапе. Как правило, расстояние между интервалами перфорирования составляет от 15 до 30 метров. Теоретически жидкость равномерно распределяется между интервалами перфорирования, однако такой сценарий маловероятен, поскольку процесс интенсификации притока будет проходить по пути наименьшего сопротивления. Для увеличения добычи во многих коллекторах приобретают популярность операции по направленному ГРП.

were showcased in the session 'Improving Operational Efficiency'. The paper "Improved Drilling Performance and Economics Using Hybrid Coiled Tubing Unit on the Chittim Ranch, West Texas" (IADC/SPE 128926, B.L. Littleton, S. Nicholson, C.G. Blount, ConocoPhillips) described a significant performance and cost improvement achieved with application of hybrid coiled tubing drilling equipment and techniques. During this drilling program, 233 wells were grass-root drilled using the hybrid CT unit. Coiled tubing drilling equipment and techniques reduced the average time to complete a well by 60% when compared to conventional rotary rig drilling. This increase in drilling performance coupled with a turnkey contract resulted in a 14% cost reduction per well when compared to the most recent conventional drilling data from this area. The paper reviews the process used in choosing a CT solution, the hurdles overcome, the problems encountered, and the lessons learned in managing and operating this CTD campaign. This paper also provides an overview of CT coring performed in one of the wells.

'Fracturing and Stimulation' session exposed new coiled tubing applications, downhole tools, and data gathering technologies that enable enhanced stimulation and isolation techniques in challenging horizontal wellbores.

Interest in unconventional gas resources, specifically shale plays, continues to expand in North America and overseas. In ten years time as much as 60% of US gas production is expected from shale formations. As a tight gas formation, producing wells require hydraulic fracturing to gain economic production. The SPE 130678 paper "Coiled Tubing Fracturing: An Operational Review of a 43-Stage Barnett Shale Stimulation", presented by J.C. Castaneda, L. Castro, S.H. Craig, C. Moore, J.H. Myatt, BJ Services, gave a thorough insight into high rate slickwater stimulations that evolved from initial fracture treatments.

Traditional multi-stage high rate fracture treatments have been used in many shale and conventional formations. These treatments typically rely on composite bridge or frac plugs, run on wireline to provide zonal isolation. In a typical frac treatment, rates up to 100 bpm are normally divided between four or six pre-perforated clusters per stage. Typical spacings between clusters are 50 to 100 ft. In theory, fluid would divide equally between each perforated cluster, however that is an unlikely scenario since stimulation treatments will follow the path of least resistance. To improve production results, targeted fracturing operations are gaining in popularity in many formations.

Одним из этапов подобных операций гидроразрыва является проведение гидropескоструйной перфорации с использованием колтюбинга, за которым следует проведение ГРП через затрубное пространство. Метод воздействия на пласт меняется и включает в себя нагнетание несущей жидкости, которая действует как механизм изоляции. В вертикальных скважинах под действием сил гравитации проппант оседает на участке пласта, на котором был выполнен ГРП. В горизонтальных скважинах для достижения изоляции возможно использование добавок для усиления пробок, которые частично устраняют последствия гравитации.

Докладчики делились знаниями, полученными в результате применения новейших технологий для некоторых подземных операций в секции «Инновационные решения для внутрискважинных работ». В частности, в рамках этой секции специалисты компаний «Роснефть» и Traican Well Service представили доклад «Новое месторождение Восточной Сибири: применение колтюбинга в осложненных условиях Ванкорского месторождения» (SPE 130625), полный адаптированный текст которого можно прочитать на страницах текущего номера журнала «Время колтюбинга».

Доклад SPE 129507 «Ловильные работы по извлечению оборванной колонны НКТ в действующей газоконденсатной скважине с использованием колтюбинговой установки», представленный специалистами компаний Korea National Oil, Weatherford и Halliburton в этой же секции, также вызвал интерес аудитории. В работе был рассмотрен пример извлечения оборванной колонны НКТ из действующей газоконденсатной скважины с использованием колтюбинга без глушения скважины. Ряд подобных операций был выполнен на шельфе Вьетнама. Глушение скважины ввиду высокой чувствительности пласта к рабочим жидкостям было невозможно из-за низкой вероятности возобновления добычи углеводородов в данном продуктивном пласте. Технология, представленная в докладе, позволила успешно извлечь оборванную колонну НКТ диаметром 38,1 мм длиной 2797 метров без прекращения добычи из скважины во время проведения ловильной операции. Успех операции обеспечило использование геля, затвердевающего при определенной температуре, в качестве барьера, который изолировал оборванную НКТ от внешнего давления в стволе скважины. Это позволило заказчику сэкономить около 20 млн долларов по сравнению с затратами на бурение новой скважины.

Секция «Внутрискважинные работы на шельфе» затрагивала вопросы применения инновационных технологий, новейший дизайн оборудования и опыт успешного осуществления операций в море. В мире растут объемы бурения и заканчивания морских скважин, поскольку большая часть легкодоступной нефти уже обнаружена и добыта. Для этих



Some targeted operations utilize abrasive perforating via coiled tubing, followed by a fracture treatment down the annulus. The treatment flush is modified to include an underdisplaced dense slurry stage to act as the isolation mechanism. In vertical wells, proppant settles by gravity covering the recently treated interval. In horizontal wells however, a plug enhancement additive (PEA) can be used to achieve isolation, partially mitigating gravity effects.

Presenters shared knowledge learned from applying innovative technology in a variety of downhole applications in the 'Innovative Intervention Solutions' session. Marking the international format of the event, an SPE 130625 paper "New Field in East Siberia: Challenges of Performing CT Operations on Vankorskoe Field" (V. Bochkarev, V. Vorostov, S. Smetanin, S. Sitdikov, Rosneft; B.R. Von Hertzberg, S. Zagranichnyi), was presented in this session. Read the full adapted text of this paper in our current issue.

The SPE 129507 paper "Fishing Coiled Tubing from a Live Gas-Condensate Well With Coiled Tubing While Under Production" (B.I. Kang, B.S. Murugappan, O.K. Kwang, G.J. Sinn, Korea National Oil; I. Foster, L. Robinson, Weatherford; J.B. Elliot, R. Hampson, B.L. McKinnon, Halliburton), presented in the same session, was also of great interest to the audience. This case study examines the technique required to recover a CT fish from a live condensate gas well (using CT) without actually killing the well. These procedures were recently implemented offshore Vietnam, where an extremely fluid-sensitive formation prevented killing the well because the formation would not likely have recovered. Using the techniques described in this paper, a 1.50-in. (38.1-mm) CT fish 9,177 ft (2797 m) long was successfully recovered from a well while keeping the well on production throughout the operation.

глубоководных добывающих скважин понадобится не меньше, а то и большее, число внутрискважинных работ. Доклад SPE 130522 «Инновационный опыт применения каротажного кабеля и колтюбинга с использованием морской платформы легкого класса для проведения внутрискважинных работ» (С. Дрэндж, Aker Oilfield Services) был посвящен внедрению нового метода заканчивания скважин при сокращении времени работы установки на каждой из пробуриваемых скважин. Описанный метод открывает новую область применения колтюбинга и каротажного кабеля с использованием морской платформы легкого класса для проведения внутрискважинных работ с жесткой водоотделяющей колонной.

Традиционно в рамках технической сессии «Физико-механические свойства гибких труб» рассматривались вопросы эрозии и коррозии гибкой трубы и обсадной колонны, а также преимущества и опыт применения колтюбинга с улучшенными характеристиками. Доклад SPE 130629 «Сравнение расчетной гидродинамики эрозии гибкой трубы для различных диаметров намотки» был представлен М. Бейли, И.Л. Бланко и Р.С. Росайн, Halliburton. В работе проводится сравнительный анализ смоделированной с помощью метода расчетной гидродинамики внутренней эрозии, которая была вызвана проппантом, и фактических данных. Происходит сравнение прогнозируемых величин, фактических показателей и данных метода расчетной гидродинамики. Результаты, представленные в работе, могут быть использованы для обобщения модели, прогнозирующей показатели эрозии, которая поможет корректировать величину толщины стенки гибкой трубы, необходимую для построения моделей усталости гибкой трубы на изгибе и вычисления предельных нагрузок. Метод расчетной гидродинамики использовался для обобщения прогнозной модели без полномасштабного тестирования, что значительно сократило стоимость разработки.

ЭКСПОНЕНТЫ И ПОСЕТИТЕЛИ

В этом году количество экспонентов и посетителей выставки, традиционно сопровождающей Конференцию по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA, значительно возросло, появились новые компании-участники. В выставочном зале были представлены новейшие технологии колтюбинга и внутрискважинных работ, специализированное оборудование. Расскажем о некоторых наиболее интересных новинках 2010 года.

Baker Hughes INTEQ представила систему CoilTrak™ – КНБК нового поколения для колтюбинговых приложений. К преимуществам усовершенствованной системы относятся повышенная надежность, кардинальное изменение 3D-навигации, точный, высокоскоростной электрический канал связи, улучшенные возможности привязки к продуктивному пласту, измерения в режиме реального времени, особый

This was achieved using temperature-setting gel as an isolation barrier against wellbore pressure in the fish, which saved the customer approximately USD 20 million in costs associated with the alternative solution of drilling a new well.

‘Subsea Interventions’ session was devoted to developments in the subsea well intervention domain covering innovative system technologies, latest equipment designs, and recent successful technology applications. More and more wells are being drilled and completed as subsea wells in deep waters, as most of the “easy” oil has been found and produced. These deep water production wells will require the same amount, if not more, of intervention to bring the recovery percentage up to the same level as “dry tree wells”. The SPE 130522 paper “Bringing Wireline and Coiled Tubing to New Frontiers on a Light Well Intervention Unit” (C. Drange, Aker Oilfield Services) discusses the introduction of a new method of completing wells whilst reducing the amount of time spent by rigs on each well drilled. The method described allows coiled tubing and wireline to move into a more dynamic market from a light well intervention vessel with a stiff riser solution.

The traditional session ‘Material, Performance and Behavior’ enabled the attendees to learn about the issues surrounding the erosion and corrosion of coiled tubing and casing and hear a review of the performance and capabilities of coiled tubing with enhanced material properties. The SPE 130629 paper “Comparison of Computational Fluid Dynamics of Erosion in Coiled Tubing on Various Wrap Diameters” was presented by M. Bailey, I.L. Blanco, R.S. Rosine, Halliburton. This work compares the results of Computational Fluid Dynamics (CFD) modeling of internal erosion caused by proppant to actual field data. It compares predicted values, actual values, and computed values from CFD analyses. Results from this work can be used to correlate a predictive model of erosion rates that can be applied to correct wall-thickness values used in bending fatigue models and force limit calculations. CFD was used to provide correlations for the predictive model without full-scale testing, which greatly reduced the cost of development.

EXHIBITORS AND ATTENDEES

This year the exhibition has grown significantly in attendance, with more space and new companies participating. The exhibit floor featured the latest state-of-the-art coiled tubing and well intervention technology on display including operating coiled tubing units and more industry specific equipment. We’ll draw your attention to some most interesting solutions presented this year.

дизайн для условий пониженного давления в стволе скважины и упрощенное перемещение.

На стенде компании Weatherford посетители могли познакомиться с рядом решений для ремонтно-ловильных работ и оптимизации добычи. К последним относится изолирующая система Jet Frac™, которая используется для достижения зональной изоляции и позволяет проводить целый ряд других операций, таких как селективная интенсификация притока и ГРП, перфорация и тестирование с помощью песчаного фильтра, обработка с изоляцией водоносного горизонта.

Компания Smith International представила технологию Copperhead – пробку-мост, устанавливаемую во время проведения ГРП для изоляции нижних зон. Copperhead позволяет потоку, находящемуся ниже, очищать скважину для проведения ГРП после стимуляции. Технология была разработана в прошлом году, и уже проведен ряд успешных испытаний в самых суровых эксплуатационных условиях. В состав Copperhead входит долговечный алюминиевый сплав, который позволяет устройству находиться в скважине при давлении до 69 МПа и температуре до 177 °C без разрушения.

Компания KenJer Inc. познакомила участников выставки с одноименным ударным освобождающим инструментом, который используется с колтюбингом. Колтюбинговый яс KENJER позволяет оператору легко контролировать интенсивность ударной силы посредством регулирования загрузки. Яс способен осуществлять ударное воздействие различной силы. Данный инструмент регулируется внутри скважины с высокой точностью благодаря возможности менять натяжение колтюбинга для проведения операции.

Western Well Tool, Inc. продемонстрировала гидравлический внутрискважинный трактор длиной 8,8 метров с тяговым усилием около четырех тонн, который является самым мощным из подобных устройств, представленных на рынке. Он позволяет спускать гибкую трубу на расстояние до 1500 метров дальше, чем аналоги.

В целом на выставке было представлено более 70 различных компаний, среди которых были и ведущие производители оборудования, и сервисные компании. Организаторы отметили, что в этом году выставочный павильон посетило больше представителей нефтегазодобывающих компаний, что сделало выставочный комплекс прекрасной площадкой для установления деловых контактов и обмена профессиональным опытом.

Вне всякого сомнения, Конференция и выставка по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA в Вудлендсе завоевали репутацию лучшего в отрасли форума по распространению информации о новинках нефтегазового сервиса на международной нефтегазовой арене. ☉

Baker Hughes INTEQ has displayed its next-generation CoilTrak™ system – a BHA for CT applications. Benefits of the new CoilTrak system include increased reliability, step change in 3-D navigation, precise, high speed E-line communication, improved reservoir navigation capabilities, real-time measurements, specialized design for underbalanced applications and simplified deployment.

Weatherford presented a number of obstruction and production solutions. The latter include Jet Frac™ straddle system, which is used to achieve zonal isolation, thereby enabling a number of other procedures, including selective stimulation and fracturing, perforation and sand-screen testing, and water-shutoff treatments.

Smith International showcased Copperhead bridge and flow-through frac plug technology. Since its introduction late last year, Copperhead has had hundreds of successful field runs applied in the toughest operating conditions. Copperhead incorporates a long-lasting aluminum alloy that enables it to stay locked and sealed downhole, capable of withstanding pressures up to 10,000 psi and temperatures up to 350 °F without degrading.

KenJer Inc. presented the KENJER coiled tubing jar (CTJ) – a straight pull up and push down jarring tool that employs a combination of proven principles of hydraulics and mechanics. The KENJER CTJ allows the operator to easily and simply control the intensity of the jarring blows by varying the load. The jar can deliver a wide range of blows from low to very high impact and impulse forces. The KENJER CTJ is fully adjustable down-hole by varying the pull of the coiled tubing to fire up or slacken off to fire down.

Western Well Tool, Inc. demonstrated the All-Hydraulic Intervention Tractor (IT)™. With 8,500-plus pound of transporting power, this 29-foot IT is two and a half times stronger than any wheeled tractor on the market. It can transport coiled tubing loads 2,000 to 5,000 feet further than comparable products.

More than 70 companies were exhibiting, including the the major equipment producers and service companies. The organizers noted a wider presence of operators among the attendees this year, which ensured the event to be an excellent venue for communicating and sharing knowledge.

The SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention (CTWI) Conference and Exhibition continues to consolidate its position as the industry's foremost venue for the dissemination of relevant information surrounding the use of coiled tubing and well intervention products and services within the global oil and gas arena. ☉



Society of Petroleum Engineers
Aberdeen Section
www.spe-uk.org



Intervention & Coiled Tubing Association
www.icota-europe.com

CALL FOR ABSTRACTS

SPE / ICoTA 16TH EUROPEAN WELL INTERVENTION ROUND TABLE

Sustaining our industry - well intervention is the key

Wednesday 17th and Thursday 18th November 2010
Aberdeen Exhibition & Conference Centre, Scotland, UK

The SPE ICoTA European Well Intervention Round Table is Europe's premier forum for exchange and discussion of the latest developments in completion and well intervention techniques. The event encompasses the full range of well intervention practices including coiled tubing, slickline, e-line and hydraulic workover as well as specialist tools and solutions.

Presentations, which need not be full papers, will be welcome on relevant topics such as:

- Data acquisition/analysis
- E-line services
- Safety innovations
- Subsea well interventions
- Intervention equipment development
- Surface flow measurement
- Lightweight rig intervention
- Rig-less SS intervention
- Thru-tubing drilling and completions
- Intervention techniques and practices
- Riser and high-pressure riser connectors
- Wireline technology
- Subsea cost-reduction innovation
- New technology and alternative solutions
- Well completion and related intervention tools
- Subsea well abandonment challenges
- Potential technologies for deepwater intervention
- Slick-line
- Well integrity

Case studies, from the UKCS or elsewhere, are particularly welcome. Both novel technologies and the successful application of existing technologies are of interest.

Deadline for abstracts 16th July 2010

If you would like to submit an abstract (100-200 words of text only, not graphics) please send it to:

Hulse Rodger & Co
(SPE ICoTA Round Table Event Managers)
Email spe@hulse-rodger.com
PO Box 10118 Aberdeen AB16 5DU, UK
Telephone +44(0)1224 495051



КОЛТЮБИНГ НА МОРЕ И НА СУШЕ COILED TUBING ON LAND AND SEA

ОБСУЖДЕНИЕ ЗА КРУГЛЫМ СТОЛОМ ROUND TABLE DISCUSSION

В рамках 6-й Потребительской конференции по вопросам эксплуатации колтюрбингового оборудования, цементировочного, азотного и другого нагнетательного оборудования, а также оборудования для ГРП, организованной СЗАО «Фидмаш», состоялся круглый стол, на котором присутствовали представители нефтегазосервисных компаний и завода-производителя. Заседание вел **первый заместитель генерального директора СЗАО «Фидмаш», член редакционного совета журнала «Время колтюрбинга» Д.Н. Грибановский**. В процессе многостороннего диалога были подняты проблемы, касающиеся стратегического развития нефтегазосервиса в России и СНГ. Надеемся, что идеи и мнения участников круглого стола будут интересны широкому кругу читателей нашего журнала.

Д.Н. Грибановский: Мы переживаем сложный период выхода из экономического кризиса, в процессе которого наблюдалось значительное падение цен на углеводородное сырье, что не могло не отразиться на работе нефтегазосервисных компаний и на отрасли в целом. В этой связи нам, производителям оборудования, хотелось бы обменяться мнениями с нашими потребителями. Прежде всего, очертить тенденции, которые наблюдаются сегодня на рынке. Нам хотелось бы знать, какие проблемы у вас возникают в процессе эксплуатации нашего оборудования, какое оборудование (наземное и подземное)

*The 6th Consumer Conference which was arranged by NOV Fidmash and covered the matters of operating coiled tubing equipment, cementing, nitrogen and other injection equipment, as well as equipment for hydraulic fracturing, gathered round the discussion table representatives of oil and gas service companies and the production plant. The meeting was presided by **D.N. Gribanovsky, the First Deputy General Director of NOV Fidmash and member of the Coiled Tubing Time Journal editorial board**. The multilateral discussion raised a range of issues related to the strategies of oil and gas service development in Russia and the CIS. We believe that the ideas and opinions presented at the round table will be of interest to a major part of our audience.*

D.N. Gribanovsky: We are living through the hard times recovering from the economic crisis which made us witness significant drop in prices for hydrocarbon raw materials inevitably affecting the activity level of oil and gas service companies and the industry in whole. Therefore, as equipment manufacturers, we would like to exchange views with our consumers and, first of all, to outline the current market tendencies. We would like to know about the problems you encounter while operating our equipment, and to find out what equipment (whether surface or underground) you need in order to master new operations, what facilities you wish to get access



вам необходимо, чтобы освоить новые работы, какие установки вы хотели бы иметь, и как нам откорректировать свои программы технического развития и освоения в производстве в соответствии с вашими пожеланиями.

С.И. Ягодовский, начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин ГК «Укргаздобыча»: Мы эксплуатируем колтюбинговые установки производства СЗАО «Фидмаш», их качеством довольны. В наших планах – расширение, но ввиду кризиса, который коснулся Украины, наверное, в большей степени, чем ряда других стран СНГ, свои намерения мы пока реализовать не смогли. Требования по запчастям и комплектующим мы вам передали и не сомневаемся, что они будут удовлетворены в срок и в полной мере. Что касается новых технологий, то нас очень интересует направленное бурение при помощи колтюбинговой установки. Знаем, что некоторые потребители вашей продукции уже имеют подобный опыт. А вообще, работы на Украине много, и новые технологии нам очень нужны.

Д.Н. Грибановский: Удается ли Вам использовать потенциал колтюбингового оборудования в полном объеме?

С.И. Ягодовский: В полном объеме, конечно, нет. И никто, наверное, не может похвастаться тем, что использует все возможности установок. Всегда есть новые планы и задумки, но развитие сдерживается все тем же пресловутым экономическим фактором. Только в нем я вижу причину, потому и желание есть, и знания о новых технологиях мы стараемся получать.

to, and how we can adjust our technical and production development programmes in accordance with your requests.

S.I. Yagodovsky, Director of Well Operation and Repair of “UkrGasDobycha” Gas Producing Company:

We are operating coiled tubing units produced by NOV Fidmash and we are satisfied with their quality. We are planning to develop, though so far we had little opportunity to bring our plans to life because the crisis adverse impact seems to have been stronger in Ukraine than in other CIS countries. We have already submitted to you our requests for replacement parts and components and we have no doubts that these requests will be fulfilled in due time and in full. As for the new technologies, our special interest is coiled tubing directional drilling. As far as we know, some of your consumers already have experience of the kind. Generally speaking, we have much to do in Ukraine and new technologies are in high demand.

D.N. Gribanovsky: Do you manage to use the capacity of coiled tubing equipment to the fullest extent?

S.I. Yagodovsky: Not to the fullest extent, I am afraid. Moreover, I suppose no one can boast of that. There is always planning and thinking ahead, but it is the notorious economic factor that retards the progress. As I see it, this is the only reason, as we never lack aspirations and interest in new technologies.

I.I. Kovalko, Director of Well Workover and Hydracarbon Production Stimulation of “LvovGasDobycha” Gas Production Department: We have had MK10T coiled tubing unit in operation

И.И. Ковалко, начальник отдела капитального ремонта скважин и интенсификации добычи углеводородов ГПУ «Львовгаздобыча»:

У нас в эксплуатации находится колтюбинговая установка МК10Т, приобретенная в 2006 году. Она зарекомендовала себя с положительной стороны. С ее помощью мы проводим работы по промывке НКТ и освоение на пакерных скважинах. Из ремонтов провели замену сальников герметизатора и замену подшипников инжектора.

В.Н. Бобырин, начальник БПО ООО «Урал-Дизайн-ПНП»: Наша компания сотрудничает с СЗАО «Фидмаш» с 2000 года. Установками довольны. По поставке, ремонту, запчастям нареканий нет. Будем и дальше сотрудничать.

Р.Р. Афлятунов, начальник цеха капитального ремонта скважин филиала ООО «Башнефть-Геострой» ТУБР: На сегодняшний день у нас задействовано семь колтюбинговых установок. Одна М20, все остальные М10. В основном мы ведем работы по восстановлению приемистости скважин. В прошлом году приобрели также колтюбинговую установку для работ по межтрубному пространству. Хочу отметить хорошие результаты ее использования при обработках нефтяных скважин. За полгода с помощью этой колтюбинговой установки мы «сделали» порядка 70 скважин. Две наши машины – М20 и М10 – проработали уже больше шести лет и нуждаются в капитальном ремонте. Мы надеемся, что предприятие-изготовитель поможет нам в решении этой проблемы. Что касается новых технологий, большие перспективы видятся в ГРП. Будем изучать технические характеристики оборудования для него. Возможно, будем приобретать.

Д.Н. Грибановский: Мы предлагаем две концепции капитального ремонта: легкую дефектацию и замену физически изношенных частей на месте или более глубокий ремонт, с модернизацией и доведением оборудования до параметров новой техники. Какой путь, на Ваш взгляд, более оптимален?

Р.Р. Афлятунов: Конечно, хотелось бы провести полную модернизацию наших первых двух машин, потому что изношенные узлы мы уже заменяли в процессе эксплуатации. Текущий ремонт мы производим ежегодно во время паводка в марте-апреле, когда у нас нет дорог.

В.Е. Рябцев, главный механик Оренбургского УИРС ООО «Газпром подземремонт Оренбург»: Мы осмотрели образцы новой техники СЗАО «Фидмаш», а также оборудование, которое прошло на

since 2006. It proved its high performance. We employ it for coiled tubing flushing and for packed well development. The repair works done involved replacement of packer glands and injector collars.

V.N. Bobyrin, Head of ООО «Ural-Design-PNP» Service Base: Our company has been working in cooperation with NOV Fidmash since 2000. We are satisfied with the units and have no complaints about delivery terms, repair, or spare parts. We have further cooperation in plan.

R.R. Aflatunov, Manager of Well Workover Workshop at ООО «BushNeft-GeoStroi» Engineering Drilling Office: Today we have seven coiled tubing units at work. One of them is M20, all the remaining are M10's. Our main activities involve restoration of well intake capacity. Last year we acquired a unit for annulus operations. I would like to mention the high performance of the unit in the course of oil well treatment. Over half a year of this coiled tubing unit being in operation we 'covered' about 70 wells. Two of our machines – M20 and M10 – have been functioning for more than six years and require total overhaul. We rely on the manufacturer to render its assistance with this problem. As for new technologies, hydraulic fracturing methods look promising. We are going to study the corresponding equipment specifications. We may well come to a decision to buy it.

D.N. Griбанovsky: We can offer two strategies for overhaul activities: minor troubleshooting with worn-out parts being replaced on the site, or repairing on a larger scale with the equipment being modernized and upgraded to advanced technical parameters. Which of the strategies do you consider more effective?

R.R. Aflatunov: Of course, we would like to have our first two machines fully modernized; as for the worn out components, they already were replaced in the course of operation. We have our annual routine maintenance during the flood season, March and April to be exact, when the roads are impassable.

V.E. Ryabtsev, Chief Mechanic of Orenburg Well Stimulation and Workover Department at ООО «Gasprom Podzemremont Orenburg»:

We have examined the samples of NOV Fidmash latest machinery and the equipment which underwent the manufacturer's overhaul repair. We are impressed by the effect of the extended modernization. The manufacturer is absolutely right in its approach to carry out its own repair works, because the maintenance performed by consumers turns out to be superficial. Of course, the manufacturer's rates for overhaul repair are high, but I suppose we are determined to find

предприятия капитальный ремонт. Результаты углубленной модернизации впечатляют. Очень правильно, что ремонт проводится на предприятии-изготовителе, потому что когда потребители пытаются обслуживать технику сами, это у них получается поверхностно. Конечно, стоимость капитального ремонта на предприятии высока, но, думаю, мы будем изыскивать дополнительные финансовые возможности, чтобы установки, которые у нас сейчас находятся в эксплуатации, прошли полноценную модернизацию и ни в чем не уступали новой технике и соответствовали высоким требованиям, которые сегодня предъявляются к колтюбинговому оборудованию.

Д.Н. Грибановский: Многие компании отмечают высокую эффективность услуг, оказываемых с помощью колтюбинга. В то время как бригады стандартного КРС простаивают, колтюбинговое оборудование имеет годовую загрузку. Такое положение сложилось в Башкортостане, Татарстане, ряде других регионов. Что нужно, чтобы колтюбинговые технологии стали применяться еще шире?

В.Е. Рябцев: На мой взгляд, полноценной работе мешает текучесть кадров в бригадах. Это, во-первых, негативно сказывается на техническом состоянии оборудования, а, во-вторых, порождает безответственность людей, их невнимательное, «временное» отношение к технике. Хочу выступить с предложением ввести сертификацию персонала, обслуживающего колтюбинговые установки. Людям нужно обучать, оценивать уровень их знаний и выдавать соответствующие документы. Есть курсы повышения квалификации для бурильщиков, для помощников бурильщиков, а для операторов колтюбинга их пока нет. Надеемся, что они будут организованы.

А.В. Долгих, директор Сургутского подразделения ООО «Интегра-Сервисы»: Наша установка только что прошла капитальный ремонт. Вам ее продемонстрировали: сияет, по внешнему виду не уступает новым машинам. О результатах испытаний и эксплуатации мы вам сообщим. У меня есть предложение по криогенному азотному комплексу: удешевить его и сделать более функциональным. А для этого снять его с автомобильного шасси и поставить на трал. Длина трала позволит установить дополнительную емкость под жидкий азот, что даст возможность больше времени работать без дозаправки азотом. Поддерживаю также предыдущего выступающего по поводу организации курсов для операторов колтюбинговых установок. Необходимость в них давно назрела.

additional financial capacities to ensure that the units we have in operation for the moment go through full-scale upgrading so that they could match modern technologies and meet the high standards being set for coiled tubing equipment nowadays.

D.N. Gribanovsky: Many companies find the services provided with coiled tubing technologies highly efficient. While standard well workover crews stand idle, coiled tubing equipment keeps being used to capacity throughout a year. This is what happens in Bashkortostan, Tatarstan and a number of other regions. What else should be done to achieve a still wider application of coiled tubing technologies?

V.E. Ryabtsev: As I see it, adequate performance suffers from labour turnover. To begin with, this phenomenon adversely affects the equipment technical condition; besides, it gives rise to people's negligence and their careless, "transitory" attitude to machinery. My proposal is to introduce certification for the coiled tubing servicing staff. These people are to be taught, with their knowledge assessed and documented. Drillers and assistant drillers have their extension courses, but not coiled tubing operators. We hope for such courses to be organized.

A.V. Dolgikh, Director of ООО "Integra-Services" Surgut Unit: Our unit has just gone through overhaul repair. You have seen it shining like new, looking as if just off the assembly line. As for the testing and operation results, we shall present you the data later. I have some suggestions as to the cryogenic nitrogen system: why not make it cheaper and more functional? It can be achieved by removing truck chassis and putting the machine on a trawl. The size of the trawl will make it possible to install an additional nitrogen tank which expands the unrefueled range. I could also subscribe to the previous proposal about arranging courses for coiled tubing operators. The necessity for such courses has long been overdue.

V.P. Moroz, Director of ООО "Integra-Services" Coiled Tubing Department: Among the range of new equipment we give special priority to package coiled tubing unit. Moreover, it would benefit from a plug-in pumping assembly and, perhaps, a plug-in membrane nitrogen unit: after all, you can't have nitrogen delivered by helicopter whenever you wish!

D.N. Gribanovsky: Does your company manage to fully employ the capacity of coiled tubing equipment?

V.P. Moroz: The equipment we use allows us to perform operations we get orders for. If any new challenges appear, then we'll have to consider whether our current equipment capacities are sufficient.

В.П. Мороз, директор департамента ГНКТ ООО «Интегра-Сервисы»: Из нового оборудования нас особенно заинтересовала блочная колтюбинговая установка. А к ней очень подошел бы блочный насосный агрегат и, возможно, блочный мембранный азотный комплекс: ведь не навозишь азот вертолетом!

Д.Н. Грибановский: А Вашей компании удастся полностью задействовать потенциал колтюбинга?

В.П. Мороз: Используемое нами оборудование позволяет осуществлять работы, которые нам заказывают. Если появятся новые задачи, будем думать, позволяет ли действующее оборудование их выполнить. Перспективное оборудование интересно, прежде всего, для труднодоступных месторождений, а мы работаем там, куда нас приглашают.

В.П. Кравец, заместитель начальника отдела восстановления, испытания и интенсификации работы скважин БУ «Укрбургаз»: Мы занимаемся бурением, интенсификацией притока, ГРП и массивными кислотными обработками. Нам очень пригодился бы отдельный небольшой блок для подачи кислотной смеси на насосные агрегаты, такой, чтобы его можно было использовать вместо смесителя-блендера, который не всегда функционален.

Д.Н. Грибановский: Если есть такая потребность, то мы сформулируем техническое задание и разработаем такой блок. Ведь основная миссия СЗАО «Фидмаш» на рынке – создавать оборудование под потребности заказчиков.

Р.И. Еникеев, директор филиала в Актау ТОО «Фрак Джет»: У нас имеются две установки МК20Т, которые эксплуатируются с конца 2008 года. Так что опыт работ у нас пока небольшой. Мы проводим в основном освоение скважин после ГРП и интенсификацию притока кислотными составами. У нас есть также мобильная насосная установка Н504. Она заслуживает отдельной высокой оценки и по надежности, и по удобству в использовании, и по техническим возможностям. С теми российскими установками, с которыми я раньше работал, даже сравнивать не хочется. Н504 на порядок выше. Наши заказчики проявляют интерес к селективным обработкам призабойной зоны, селективным ремонтно-изоляционным работам, к примеру, с помощью надувных пакеров. У нас возникли сложности в позиционировании пакера в интервале



The advanced equipment is of more use for those developing hard-to-reach deposits, while we work on the sites we are invited to.

V.P. Kravets, Deputy Director of Well Recovery, Testing and Stimulation Division of “UkrBurGas” Drilling Department : Our main activities are drilling, well stimulation, hydraulic fracturing and massive acid treatment. We would find it very useful to have an individual moderate-size unit for acid supply of pumping sets, the one to be used instead of a mixing blender which is not always functional.

D.N. Gribanovsky: If there is a necessity, we are ready to define technical specifications and work out the required unit. NOV Fidmash sees equipment designs made at customers' requests as its major mission at the market.

R.I. Yenikeev, Director of TOO “Frac Jet” Aktau branch: Our two MK20T units have been in operation since 2008. So, the operational background is a short one. For the most part, we deal with well development carried out upon hydraulic fracturing and stimulation with acid mixtures. We also employ N 504 mobile pumping unit. It deserves special praise for its reliability, usability and technical capabilities. As compared to other Russian units I had to work with, N 504 is a sequence higher. I see no use in drawing any further parallels. Our clients take special interest in selective bottom-hole treatment and selective remedial cementing performed, for example, with inflatable packers. We had to face some challenge while positioning a packer within a perforated interval. We hope to hear practical suggestions from the colleagues at our round table.

D.N. Gribanovsky: It is usually our clients who choose the technologies to be used. However, the

перфорации. Надеемся, что коллеги дадут практические советы в кулуарах нашего круглого стола.

Д.Н. Грибановский: Какие технологии использовать, как правило, определяют заказчики. Но чем шире предложение, чем больше у заказчиков информации о новых технологиях, тем богаче у них выбор, тем больше объемы оказываемых услуг. Как Вы продвигаете новые технологии?

Р.И. Еникеев: С удовольствием стараемся продвигать новые технологии. К примеру, то же использование надувных пакеров. Сдерживают нас только экономические трудности, мешающие приобретать новое оборудование. Например, для направленного бурения, которое очень интересует наших заказчиков. Отрадно, что СЗАО «Фидмаш» освоило выпуск цементировочного оборудования. Это чрезвычайно востребованная техника, поскольку старые «советско-российские» установки морально устарели, а американские очень дорогие. Наша компания намеревается закупить у Фидмаша цементировочное оборудование и оказывать услуги по цементированию скважин.

Б.В. Щитов, начальник отдела по добыче нефти ООО «Газпром нефть шельф»: Мы очень внимательно присматриваемся к работам, осуществляемым с помощью колтюбинга. Нас интересует использование колтюбинговых установок для шельфовых месторождений, в первую очередь на морских платформах. Наша платформа в следующем году выходит в море, будет практически круглый год находиться во льдах на расстоянии 1000 км от берега. Платформа весит 1 млн тонн, ее высота 150 м. Она будет располагаться на середине месторождения. Глубина скважин 3000 м по вертикали. Отходы на дальние участки составят до 7500 м, горизонтальные части – от 850 до 1000 м. Встает вопрос: можно ли при таких конструкциях рационально использовать колтюбинговую установку? Мировой практике подобные примеры известны. Мы хотели бы использовать колтюбинг на всех этапах работ: в процессе бурения, поинтервальных кислотных обработок, азотных обработок. Но, главное, планируем проводить с использованием гибкой трубы изоляционные работы, а также операции по исследованию скважин, гидродинамику, геофизику. Причем объемы этих работ предполагаются очень большие. Мы имели беседы со специалистами компании «Интегра». Исходя из их опыта, для таких протяженных (от 6000 до 7320 м) горизонтальных участков гибкой трубы возможны



wider supply and the easier access to information on new technologies are, the richer the choice they have and, consequently, the volume of services provided. What do you do to promote the latest technologies?

R.I. Yenikeev: We are glad to promote advanced technologies. Take, for example, inflatable packers. The only deterrent is economic difficulties which prevent us from buying new equipment, such as directional drilling equipment our clients are extremely interested in. We are happy that NOV Fidmash has set up production of cementing equipment. It is in high demand because old “Soviet-Russian” units are out of date, while those from American manufacturers are costly. Our company is determined to buy cementing equipment from Fidmash and provide its services for well cementing.

B.V. Shchitov, Director of OOO “Gazprom Neft Shelf” Oil Production Department: We pay special attention to operations performed with coiled tubing technologies. We take interest in applying coiled tubing units for offshore deposits, on sea platforms first of all. Our platform will be put to sea next year to be operated icebound 1000 km of the coast practically over a year. The platform weighs 1 million tons, with a height of 150 m. It will be located in the centre of the field. The well vertical depth is 3000 m. Horizontal displacement to distant sites will reach 7500 m, with horizontal portions from 850 to 1000 m. The burning question is whether a coiled tubing unit can be feasible in such cases? The world practice knows such examples. We would like to use coiled tubing technologies through the whole range of operation procedures: in the course of drilling, interval acid treatment, and nitrogen treatment. Moreover, we intend to use coiled tubing for insulating works and well surveying, including hydrodynamic and geophysical research activities. And the scope of work is expected to be huge. We have had

закрутки и другие аварийные ситуации. Поэтому к оборудованию, обеспечивающему подачу трубы, должны предъявляться повышенные требования. Но какие именно, еще предстоит определить. Мы готовы предоставить возможность и заводчанам, и представителям сервисных компаний проехать на платформу, которая пока находится в Северодвинске, чтобы изучить проблемы на месте. До конца текущего года мы собираемся заключить договор с какой-либо сервисной компанией, которая доставит на платформу свою установку. Мы ведем переговоры с различными компаниями, в том числе с теми, кто с хорошими результатами эксплуатирует установки производства СЗАО «Фидмаш».

Д.Н. Грибановский: Наше предприятие уже внедрило колтюбинговые установки в блочном исполнении для работы на шельфе в двух проектах. Особенно интересный опыт получился в Калининграде.

Б.В. Щитов: Строящаяся платформа уникальна еще тем, что в ее нижнем основании расположено 12 танков по 10 тыс. тонн. Наверху будет идти процесс бурения, а внизу – подготовки нефти и газа, отгрузки на танкеры. Так что вопросы безопасности поставлены ребром.

Д.Н. Грибановский: Мы полностью представляем себе проблему и готовы оказать максимальное содействие. Технические решения по колтюбинговым установкам для морских платформ у нас имеются, в том числе касающиеся специсполнения узлов и деталей, а также автономности автоматических систем пожаротушения. Определенная сложность видится в использовании технологий. Мы попросим журнал и сайт «Время колтюбинга» развернуть дискуссию, привлечь к обсуждению этих проблем опытных специалистов.

В.П. Мороз: Мы уже обсуждали эти проблемы в части горизонтальных скважин. Продолжаем думать и приглашаем к обсуждению коллег. Надеюсь, что решение найдется.

Б.В. Щитов: ООО «Газпром нефть шельф» занимается крупными проектами: Керенским блоком на Сахалине, Штокмановским газовым месторождением – крупнейшим, с годовой добычей 90 млрд кубических метров. Перспективы на ближайшие пять-десять лет для колтюбинга открываются широкие. Так что приглашаем к сотрудничеству.

Д.Н. Грибановский: Принимаем приглашение. ☉

Иван СИДОРОВ, «Время колтюбинга»

it discussed with “Integra” company experts. Judging from their experience, with such extensive (from 6000 to 7320 m) horizontal portions of coiled tubing we are sure to face twisting and other emergencies. That is why the equipment used for feeding the coiled tubing is supposed to satisfy high requirements. However, the exact range of such requirements is still to be determined. We are eager to provide both the manufacturers and service companies’ representatives an opportunity to visit our platform located for the moment in Severodvinsk and to study the problems on the site. By the end of this year we are to make an agreement with a service company for having a coiled tubing unit delivered on the platform. We hold negotiations with a number of companies including those efficiently operating the units produced by NOV Fidemash.

D.N. Gribanovsky: We have already introduced into production modular modifications of coiled tubing units designed for two offshore projects. One of them, applied in Kaliningrad, deserves special attention.

B.V. Shchitov: The platform being built is unique in that it has 12 tanks with a tankage of 10 thousand tons each in its lower base. While drilling is in process on top of the platform, on the lower level oil and gas are prepared and loaded into tankers. So, security issues get top priority.

D.N. Gribanovsky: We have a comprehensive idea of what the problem is and are ready to provide our all-round support. We do have engineering solutions for coiled tubing units used on sea platforms, including those relating to special configuration of minor components and independence of automatic fire-fighting systems. However, the practical usage of the technologies is a challenge in itself. Let me ask the Coiled Tubing Times Journal and the journal site to bring up these problems for discussion engaging top specialists to provide their points of view.

V.P. Moroz: We already had such problems discussed with regard to horizontal wells. The discussion goes on and all the colleagues are invited to join it. We hope the solution will be found.

B.V. Shchitov: ООО “Gazprom Neft Shelf” handles major projects, namely Kerensk Block in Sakhalin, and Shtokman Gas Field – the largest one, with an annual production of 90 billion cubic metres. Coiled tubing prospects for the nearest decade seem to be quite inviting. So, let us work in cooperation.

D.N. Gribanovsky: We are glad to accept your suggestion. ☉

Ivan SIDOROV, Coiled Tubing Times



**МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»**

**INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL
COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE**

15-17 СЕНТЯБРЯ 2010 ГОДА, РОССИЯ, МОСКВА, ГОСТИНИЦА «РЕНЕССАНС МОСКВА»
SEPTEMBER, 15-17, 2010 RENAISSANCE MOSCOW HOTEL, MOSCOW, RUSSIA

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- Тенденции развития нефтегазового сервиса России.
 - Бурение с использованием гибких труб, в том числе с целью дегазации угольных пластов.
 - Зарезка вторых стволов и борьба с осложнениями, в том числе с использованием гибкой трубы.
 - Современная техника и технологии ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах.
 - Новые методы и оборудование для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока.
 - Сервисное обслуживание оборудования.
- Информационное обеспечение нефтегазового сервиса.

Образовательный семинар «Колтюбинг и его применение»
15 сентября 2010 года

Лектор семинара – Берни Луфт, вице-президент по технологиям компании Global Tubing. Акцент семинара будет сделан на новые технологии повышения нефтеотдачи пласта, ремонта скважин и последние достижения в области колтюбингового бурения. Каждому слушателю семинара будет вручен именной сертификат.

THE CONFERENCE SUBJECTS ARE:

- Trends in the development of oilfield services in Russia.
- Coiled tubing drilling, particularly with the purpose of coal-beds degassing.
- Sidetracking and possible troubleshooting, particularly with the help of coiled tubing.
- Modern technologies of squeeze jobs in oil and gas wells.
- New methods and equipment for enhanced oil recovery and production stimulation.
- Aftersales service of equipment. Information provision in oilfield services industry.

Educational Short Course *Coiled Tubing and Its Applications*
September 15, 2010

The short course will be conducted by Bernie Luft, VP Technology, Global Tubing.

The short course will focus on technologies of enhanced oil recovery, well workover and the latest achievements in the field of coiled tubing drilling. Each participant will be awarded a Certificate of Attendance.

КОНТАКТЫ:
www.cttimes.org;
Тел./факс: +7 499 788 9119;
E-mail: ig@cttimes.org

CONTACTS:
www.cttimes.org;
Tel./fax: +7 499 788 9119;
E-mail: ig@cttimes.org

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА

15-17 сентября 2010 года

Провести переговоры с партнерами, организовать презентацию, разместить наиболее важные макеты или элементы оборудования вы можете, заказав стенд на выставке.

OIL AND GAS EXHIBITION

September 15-17, 2010

Ordering a stand at our exhibition, you will be able to conduct negotiations, make a presentation or place the most important equipment models and elements.

Платиновый спонсор:
Platinum sponsor:



Золотой спонсор:
Gold sponsor:



Серебряный спонсор:
Silver Sponsor:



Спонсор семинара «Колтюбинг и его применение»:
Sponsor of the Short Course "Coiled Tubing & Its Applications":



Спонсоры материалов конференции:
Sponsors of the Conference Materials:



РЕГИСТРАЦИОННАЯ ФОРМА

11-я Международная научно-практическая конференция
«КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»
15–17 сентября 2010

1. Пожалуйста, заполните регистрационную форму. *Поля, обязательные для заполнения

*Фамилия *Написание по-английски
*Имя *Написание по-английски
*Отчество
*Компания
*Должность
*Адрес электронной почты
*Телефон *Факс
Почтовый адрес
Индекс

2. Являетесь ли Вы членом ICoTA / ЦРКТ? ДА ☐ / НЕТ ☐
Член ICoTA ДА ☐ / НЕТ ☐ Номер членского билета
Член ЦРКТ ДА ☐ / НЕТ ☐ Номер членского билета

3. Пожалуйста, укажите вид участия и укажите сумму регистрационного взноса.
Вы являетесь членом ICoTA / ЦРКТ Вы НЕ являетесь членом ICoTA / ЦРКТ

16–17.09.2010 – 11-я Международная научно-практическая конференция
«Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»

При оплате до 31.05.2010	37 100 руб. <input type="checkbox"/>	42 000 руб. <input type="checkbox"/>
При оплате до 01.09.2010	37 100 руб. <input type="checkbox"/>	44 100 руб. <input type="checkbox"/>
При оплате после 01.09.2010	37 100 руб. <input type="checkbox"/>	46 375 руб. <input type="checkbox"/>
Для студентов и преподавателей	23 450 руб. <input type="checkbox"/>	23 450 руб. <input type="checkbox"/>

15.09.2010 – Семинар «Колтюбинг и его применение»

При оплате до 01.09.2010	14 000 руб. <input type="checkbox"/>	16 625 руб. <input type="checkbox"/>
При оплате после 01.09.2010	14 000 руб. <input type="checkbox"/>	17 500 руб. <input type="checkbox"/>

4. Желаете ли Вы выступить в качестве спонсора? ДА ☐ / НЕТ ☐
Подробная информация о спонсорском участии высылается по запросу на ig@cttimes.org

5. Желаете ли Вы принять участие в Нефтегазовой выставке? ДА ☐ / НЕТ ☐
Заказать стандартный стенд (2x2 кв.м) 55 650 руб. ☐
Получить более подробную информацию о выставке ☐

*Стоимость участия включает НДС (18%)

ИТОГО: руб.

6. Желаете ли Вы выступить в качестве докладчика? ДА ☐ / НЕТ ☐
Предварительная тема доклада

.....
.....

Пожалуйста, ОТПРАВЬТЕ заполненную РЕГИСТРАЦИОННУЮ ФОРМУ
на ig@cttimes.org или по факсу: +7 499 788 9119

Колтюбинг как фактор движения вперед

Coiled Tubing as a Prerequisite for Further Development

На вопросы корреспондента «ВК» отвечает главный механик Оренбургского УИРС ООО «Газпром подземремонт Оренбург» В.Е. Рябцев
V.E. Ryabtsev, Chief Mechanic, Orenburg Stimulation and Workover Department, ООО Gazprom podzemremont Orenburg, is answering questions of CT Times correspondent

Время колтюбинга: Виктор Евгеньевич, ООО «Газпром подземремонт Оренбург» по праву можно считать одним из флагманов внедрения колтюбинговых технологий в России. Еще в 2003 году наш журнал опубликовал статью, обобщающую опыт применения установки М20 в тогда еще УПНП и КРС ООО «Оренбурггазпром». Какие колтюбинговые установки используются ООО «Газпром подземремонт Оренбург» в настоящее время?

Виктор Рябцев: Ныне в нашем распоряжении находятся три колтюбинговые установки производства СЗАО «Фидмаш», выпущенные в 2002, 2003 и 2008 годах. Все установки М20 и М20Т относятся к среднему классу.

ВК: Какие работы наиболее востребованы на месторождениях Оренбуржья?

В.Р.: Различные работы. Интенсификация притока скважин, кислотная обработка призабойной зоны пласта, очистка от асфальто-смолисто-парафиновых отложений, освоение пенными системами, геофизические исследования... Также производится размыв парафиновых отложений при помощи агрегата депарафинизации скважин с использованием подогретой нефти. Освоение скважин ведется азотными установками СГУ8К, АГУ5М производства ООО «Диоксид» (Екатеринбург). Применение данного вида азотных установок обусловлено возможностью использовать жидкий азот (производимый на ОГКМ) и преобразовывать его в газообразный для применения в качестве рабочего агента в процессе освоения скважин. Газообразный азот подается на забой скважины (интервал перфорации) через ГНКТ колтюбинговой установки. ►



Coiled Tubing Times: Mr. Ryabtsev, ООО Gazprom Podzemremont Orenburg is justly referred to as the flagship company, when it comes to deployment of coiled tubing technologies in Russia. Back in 2003 our journal published an article, summarizing experience in application of M20 Unit by, at that time, UPNP & KRS ООО Orenburggazprom. Which coiled tubing units are used by ООО Gazprom podzemremont Orenburg nowadays?

Victor Ryabtsev: Currently, we possess three coiled tubing units manufactured by NOV Fidmash, ►

ВК: Многие сервисники сетуют на то, что им часто не хватает специализированного инструмента для колтюбинга, инструмента под заказ. А Вы для проведения работ используете какое-то сложное, нестандартное оборудование?

В.Р.: Да, нам часто не хватает специализированного инструмента для колтюбинга. Мы вынуждены разрабатывать и изготавливать в условиях БПО Оренбургского УИРС инструмент, который используется при колтюбинговых технологиях. К такому инструменту относятся различного типа и конструкции насадки для закачки кислоты и промывки пробок в НКТ, обратные клапаны диаметром 40 и 42 мм в коррозионном стойком исполнении и др. Для извлечения клапанов-отсекателей применяется инструмент компании Weatherford, который, как правило, после проведения скважинных работ требует ремонта (ввиду отсутствия запасных частей ремонт инструмента проблематичен).

ВК: Но ведь бывают сложные ситуации, например сильные морозы, когда все же приходится принимать нестандартные решения?

В.Р.: Конечно, нам трудно приходится зимой, когда морозы достигают минус сорока градусов по Цельсию. При таких температурах при проведении работ мы используем водометанольную смесь, чтобы не разморозить гибкую трубу, которая стоит очень недешево. А после проведения работ по освоению мы продуваем колонну ГНКТ азотом, чтобы удалить остатки водометанольной смеси и внутреннюю полость обрабатываем ингибитором коррозии.

ВК: Не секрет, что колтюбинговые технологии пока не получили в России широкого применения. Как, на Ваш взгляд, будет развиваться использование гибкой трубы в ближайшем будущем?

В.Р.: Вы, наверное, обратили внимание, что с каждым годом все больше специалистов приезжают на конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам, а также на различные профильные мероприятия? От простого любопытства такое не происходит. Все компании хотят двигаться вперед, а колтюбинг – это замечательное направление, которое определяет движение вперед. Поэтому оно, несомненно, будет развиваться.

ВК: Имеет ли бурение колтюбингом хорошие перспективы?

produced in 2002, 2003 and 2008. All units M20 and M20T belong to middle-class category.

CTT: Which types of work are mostly sought-for in the Orenburg region?

V.R.: Well, different types of work are in demand: enhanced oil recovery, bottom-hole acidizing, cleanout of asphalt, resin, and paraffin deposits, foamed completion fluids and methods, geophysical exploration etc. We also perform washout of paraffin deposits using units for well dewaxing and heated oil. Well completion is done using nitrogen units SGU8K, AGU5M, manufactured by OOO Dioxide, Ekaterinburg. The main reason for using nitrogen units of this type is that they enable us to apply liquid nitrogen (produced at Orenburg Gas-Condensate Field (OGOF)) and convert it into nitrogen gas, used as a working agent for well completion. Nitrogen gas is delivered to bottomhole (perforated interval) through coiled tubing, run from a CT unit.

CTT: Many of those who work in oilfield services lament that they frequently feel lack of special tools for coiled tubing and custom-made equipment. Does your company use any advanced, unconventional equipment?

V.R.: Certainly, very often we don't have specialized coiled tubing tools at hand and have to design and manufacture coiled tubing tools at our own facilities. For example, it can be nozzles for acid injection, removal of plugs in the tubing, 1.58" and 1.65" corrosion-resistant valves, everything varying in type and configuration. For retrieval of downhole safety valves, we use a tool manufactured by Weatherford, which, as a rule, requires repair after intervention (and it can be a quite a problem, since spare parts are not available).

CTT: However, challenging situations do occur sometimes, for example severe frost, when it can be crucial to take unconventional measures.

V.R.: Of course, winter time, when the temperature falls below – 40 deg F, can be really hard. At such temperature, we use water-methanol mix during well interventions, so as not to freeze up the tubing, which is really costly. After completion is finished, we blow down coiled tubing with nitrogen in order to remove water-methanol mix and treat liner interior with corrosion inhibitor.

CTT: It is well known that coiled tubing technologies do not enjoy wide use in Russia yet. In what way, do you think, coiled tubing and its application will develop in the nearest future?

В.Р.: Если мы научимся бурить, это станет большим прорывом. В настоящее время есть много сервисных компаний, у которых на вооружении имеются большие буровые установки и колтюбинг. Колтюбинг используется как вспомогательный инструмент, но, я считаю, что такой подход в корне неверен. Всякое действие, любая работа должны быть систематизированы: есть большой КРС, значит, есть и станки, оборудование и техника под него. Есть колтюбинг, значит, компания к нему должна иметь все необходимое колтюбинговое оборудование, вспомогательный инструмент, необходимый как для бурения, так и для зарезки вторых стволов.

ВК: Другими словами, преимущество у тех, кто использует на все сто возможности как колтюбинга, так и традиционных методов...

В.Р.: В некотором смысле. Ведь что такое колтюбинг? Колтюбинг – это то же самое, что шариковая ручка, но без стержня. Можно писать такой ручкой? Конечно, нет. Однако само по себе изобретение гениальное. Так же и колтюбинг. Каждая колтюбинговая установка должна быть укомплектована качающим агрегатом, насосным агрегатом, измерительными системами, вспомогательным оборудованием для низа буровой колонны: обратными клапанами, задвижками, которые находятся на барабане.

ВК: Звучит так, будто Вы говорите о какой-то конкретной ситуации.

В.Р.: Я говорю так, потому что мы работаем в сероводородной среде, а, как известно, она очень агрессивна, в результате чего происходит наводораживание инструмента и его сероводородное растрескивание.

ВК: Не расскажете об этом подробнее? Наши читатели очень интересуют опыт работы с гибкой трубой в агрессивных средах.

В.Р.: Мы столкнулись с этой проблемой, когда получили первую колтюбинговую установку.

Противовибросовое оборудование колтюбинговой установки не отвечало требованиям к работе в сероводородной среде, что привело к быстрому выходу из строя элементов и узлов ПВО. А почему? Потому что для работы в такой среде нужны соответствующие материалы, стойкие к воздействию сероводорода. Однако в результате накопления опыта работы с колтюбинговыми установками были подобраны соответствующие материалы, что обеспечило безопасность проведения работ на скважинах.

ВК: А когда Ваше предприятие стало использовать колтюбинговые технологии? ►

V.R.: You have probably paid attention to the fact that year after year more and more specialists are attending conferences on coiled tubing technologies and well intervention, as well as other related events. It is not because of mere curiosity. All companies want to move forward, and coiled tubing is a strong trend, which can be regarded as a prerequisite for further advancement.

CTT: Do you think coiled tubing drilling may have good prospects?

V.R.: If we learn how to apply coiled tubing drilling, it will certainly be a great breakthrough. Nowadays, there are a lot of service companies which possess big drilling units and coiled tubing equipment, the latter being used mostly as an auxiliary tool. This approach is something fundamentally wrong. Each and every operation, any process should be methodical. If, let's say, a large-scale workover is needed, all the necessary tools and equipment must be available; if a company has a CT unit, it should also have all associated equipment, any auxiliary tool, needed both for drilling and sidetrack kickoff.

CTT: In other words, only those who use both coiled tubing and conventional methods in full can have the advantage...

V.R.: To some extent. Essentially, what is coiled tubing? Basically, it is the same as a ball-point pen without a chamber in it. Can one use this pen for writing? Of course, not. However, the invention itself is undoubtedly brilliant. The same is true about coiled tubing. Each coiled tubing unit should be equipped with injecting and pumping tools, measuring systems, auxiliary tools for BHA: back valves and side valves on the reel.

CTT: It sounds as if you are now talking about a particular case.

V.R.: I put it like this because we work in H₂S environment, and everyone knows that it is very corrosive. As a result, equipment hydrogenation and its sulfide corrosion cracking occur.

CTT: Could you, please, provide more details here. Our readers are particularly interested in how coiled tubing operations are carried out in corrosive environment.

V.R.: We encountered the problem when the first coiled tubing unit was delivered.

Blowout equipment of that unit didn't meet requirements for operations in corrosive environment, and it resulted in rapid failure of BOE's elements. Why? Because, special materials, resistant to H₂S exposure, are needed ►

В.Р.: В декабре 2002 года была получена первая колтюбинговая установка M20. Первые навыки при работе с колтюбингом получены в 2003 году по проведению ПСКО и освоению скважин. В 2005 году был приобретен инструмент компании Weatherford для извлечения аварийных клапанов-отсекателей и проведены работы по извлечению аварийных КО. Было извлечено два аварийных КО. В связи с поломкой инструмента работы были прекращены.

ВК: Раз мы заговорили о природных условиях, могу ли я поинтересоваться, каковы глубины скважин на тех месторождениях, где Вы работаете?

В.Р.: Глубина скважин на Оренбургском ГКМ находится в пределах от 1800 до 2000 метров.

ВК: А с какими еще проблемами Вам приходится сталкиваться?

В.Р.: В настоящее время я вижу три проблемных вопроса.

Во-первых, при эксплуатации в сероводородосодержащей среде (до 6% H_2S) используется ГНКТ компаний Quality Tubing (марка трубы – QT-800), Precision Tube Technology (марка трубы – HS-70TMCM). Долговечность трубы на ОГКМ исчисляется 80–90 спуско-подъемных операций (до образования свищей на ГНКТ). Ремонт трубы, связанный с ликвидацией свищей, производится вырезанием участка местонахождения свища и дальнейшей сваркой ГНКТ. Срок службы сварного соединения составляет 5–6 спуско-подъемных операций – затем образуется новый свищ по сварке и ремонт ГНКТ повторяется. Поэтому нам нужна технология проведения сварочных работ ГНКТ, оборудование и материалы (импортные и наши отечественные – импортозамещающие), которые используются при сварке трубы. Хотелось бы, чтобы Ваш журнал осветил этот вопрос, а также опыт других предприятий, использующих колтюбинговые технологии.

Во-вторых, при освоении скважин на ОГКМ с помощью колтюбинговых и блочных сепарационных установок возникают большие проблемы по загрязнению окружающей атмосферы (газ и азот сжигаются на горизонтальных факельных установках). При наличии азота в газе газовая смесь не горит, и происходит загрязнение окружающей среды. В результате этого мы имеем запреты по ЛООС и простои бригады по освоению скважин. Для решения этих задач необходима установка, позволяющая вести процесс освоения независимо от природных условий по закрытому циклу, т.е.

for operations in such environments. However, as a result of constantly growing expertise in application of CT units, we managed to find these special materials, which now ensure safety of well interventions.

CTT: And when did your company start to employ coiled tubing technologies?

V.R.: In December 2002 we received our first coiled tubing unit M20. Earliest skills of coiled tubing operations were acquired in 2003, when interval acid treatment and well completion were performed. In 2005, a Weatherford tool for retrieval of downhole safety valves was purchased; it was put into operations directly with two safety valves being retrieved. However, later the operations were stopped due to breakdown of the tool.

CTT: Now that we started to talk about environmental conditions, I'm particularly curious about the well depths at the oil field where your work.

V.R.: Well depth at Orenburg Gas-Condensate field is in the range between 5900–6500 ft.

CTT: What other challenges do you face?

V.R.: Nowadays, there are three challenging issues, I believe.

First of all, we use coiled tubing by Quality Tubing (grade QT-800) and Precision Tube Technology (grade – HS-70TMCM) when working in hydrogen sulfide environment (up to 6% H_2S). Fatigue life of coiled tubing used at OGCF is around 80–90 RIH/POOH (before formation of blue holes in CT). The tubing repair, elimination of blue holes, is done by cutting off the section where the failure is observed and then welding the tubing together. Coiled tubing with a welded seam can be used for another 5–6 RIH/POOH operations, as a new hole forms in the welded section and a new repair is required. Thus, we need reliable technologies, equipment and materials (both foreign and domestic) for CT welding jobs. It would be nice if your Journal could cover this topic, especially the experience of other companies that employ coiled tubing technologies.

Secondly, well completion at OGCF using CT and separation units is associated with a major environmental impact (gas and nitrogen are burnt with horizontal flare units). If nitrogen is present in gas, the gaseous mixture cannot burn and environmental pollution occurs. As a rule, bans are imposed by environment protection and industrial sanitation laboratories and completion

полученная при освоении газо-азотная смесь должна быть компрессирована и закачана снова в скважину или в шлейф. Для решения этой задачи необходимы газокompрессоры с рабочим портативным давлением $P_{\text{раб.}} = 15,0\text{--}20,0$ МПа или бустерные установки для работы с газом, содержащим сероводород до 6%.

В-третьих, много нареканий возникает у машинистов по качеству шасси МЗКТ и, как следствие, обеспечение запасными частями. Большая проблема существует с приобретением и поставкой ЗИП на МЗКТ. Нет быстроты и оперативности в решении данного вопроса. Для решения данной проблемы просим СЗАО «Фидмаш» оказать содействие.

ВК: Если не секрет, сколько операций в месяц проводит компания?

В.Р.: В месяц двумя установками мы делаем 5–7 скважино-операций. Можно сказать, что это мало, потому что многие сервисники Татарии, Башкирии делают до 15 скважино-операций в месяц на нефтяных скважинах. Но дело в том, что на ОГКМ скважины оборудованы высокими фонтанными арматурами, в результате чего для создания безопасных условий труда для операторов мы монтируем рабочую площадку на устье скважины, которая позволяет производить безопасный монтаж и обслуживание противовыбросового оборудования и инжектора. Только после этого производится работа колтюбинговой установки. Работа по освоению с помощью колтюбинга связана с дополнительным монтажом на устье скважины сепарационной и азотной установок и участием их в процессе освоения скважины. Нередко процесс освоения скважин задерживается, потому что неблагоприятные условия (направление ветра на населенный пункт и др.) не позволяют производить сжигание газа.

ВК: Как Вы получаете информацию о колтюбинговых технологиях, и достаточно ли Вам этой информации?

В.Р.: Информации в такой отрасли никогда не бывает много. Конечно, основной источник информации – наш собственный опыт и журнал «Время колтюбинга», а также организуемые им конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы». Особый интерес у нас, впрочем, как у всех сервисников, вызывают материалы, обобщающие практику применения колтюбинга. Ждем очередных публикаций на эту тему в вашем издании. ☺

Вел беседу Алексей ХОРУЖКО, «Время колтюбинга»

crews downtime is frequent. To solve these issues we need a unit, which enables to perform well completion irrespective of natural conditions, in a closed-cycle mode: the gas and nitrogen mixture, formed while completion should be compressed and injected back into the wellbore. To address this issue, we need gas compressors with operating pressure of 2170–2900 psi or booster stations designed for operations with gas, containing up to 6% H_2S .

Thirdly, many complaints arise about the quality of chassis M3KT and, subsequently, availability of spare parts. Purchase and delivery of spare parts, tools and accessories for M3KT is quite a big problem. This issue is dealt with not very quickly and effectively, that is why we ask NOV Fidmash to facilitate the process.

CTT: If it's not a secret, how many operations does your company perform monthly?

V.R.: Every month, using two units, we do 5–7 jobs. Actually, it is not a lot, as many service companies in Tatarstan, Bashkortostan manage up to 15 intervention jobs a month. The reason for it is that many wells at OGCF are equipped with high-pressure X-trees. Consequently, the work platform is mantled at the wellhead to ensure safe working conditions for operators – safe rig-up and maintenance of blowout equipment and injector. Only after that, coiled tubing operations can be started. Completion using coiled tubing is associated with additional equipment at the wellhead – separation station and nitrogen unit -as CT completion cannot be performed without them. Quite often, completion can be delayed due to unfavorable weather conditions (wind blowing towards residential communities etc) which hinder gas flaring.

CTT: In what way do you obtain information on coiled tubing technologies and is this information enough for you?

V.R.: In this industry, it is never too much information. Certainly, the main sources of information are our own experience and Coiled Tubing Times Journal, as well Coiled Tubing & Well Intervention Conference, organized by the journal. We are especially interested, like all other service companies, in material summarizing experience in coiled tubing application. That is why we will be looking forward to such publication on pages of CT Times. ☺

Aleksei KHARUZHKA, Coiled Tubing Times

Ликвидация газопроявлений на скважинах Ямбургского месторождения с помощью колтубинговой установки

Elimination of Gas Show at Wells of the Yamburg Gas Field Using Coiled Tubing Unit

Л.У. ЧАБАЕВ, В.В. ЖУРАВЛЕВ, ООО «Газобезопасность»; Г.П. ЗОЗУЛЯ, ТюмГНГУ; А.В. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»
L.U. CHABAIEV, V.V. ZHURAVLEV, ООО Gazobezопасnost; G.P. ZOZULYA, TyumGNGU; A.V. KUSTYSHEV, ООО TyumenNIIGiprogaз

Скважина Ямбургского месторождения, на которой произошел газовый выброс, на момент аварии находилась в освоении после проведенного на ней гидравлического разрыва пласта. Глубина скважины составляет 3987 м, пластовое давление – 61,5 МПа, пластовая температура – 97,7 °С, давление на устье – 49,6 МПа, коэффициент аномальности – 1,6. В скважине находилась колонна насосно-компрессорных труб с пакером и циркуляционным клапаном. Устье скважины оборудовано сдвоенным превентором ППР-2-185х70 и сборкой для проведения гидравлического разрыва пласта, включающей адаптерный фланец 180х70–65х70, переходную катушку 65х70-БРС-3", три пробковых крана высокого давления, крестовину. Устьевое оборудование испытано на 54,5 МПа.

Скважина перфорирована в интервале 3804–3816 м зарядами DW8g TTG Linr St RDX d = 42 мм плотностью 20 отв./п.м. (всего 540 отв.). В результате испытания получен приток нефти. При этом скважина работает в пульсирующем режиме со среднесуточным дебитом 4,8 м³/сут. Устьевые параметры при отработке скважины по колонне насосно-компрессорных труб на штуцере диаметром 4 мм составили: давление 0,6/3,2 МПа, температура плюс 2 °С.

После завершения гидравлического разрыва пласта попытки открыть циркуляционный клапан для создания циркуляции над пакером не дали результата. На время принятия решения о проведении дальнейших работ скважина была загерметизирована с помощью сдвоенного превентора. В процессе технологической остановки в трубном пространстве скважины наблюдался рост давления. При достижении давления

At the time of the accident, the well of the Yamburg gas field where the outburst occurred was at the completion stage following the performed hydraulic fracturing. The depth of the well was 13,800 ft., formation pressure was 8,920 psi, formation temperature was 97.7°C, wellhead backpressure was 7,194 psi, anomaly ratio was 1.6. There were the tubing string with packer and circulation valve in the wellbore. The wellhead was equipped with a dual blowout preventer PPR-2x185x70 and a hydraulic fracturing unit, including an adapter flange 180x70–65x70, an adapter spool 65x70-BRS-3", three high-pressure plug valves and a crossmember. The wellhead equipment had been tested at 7,905 psi.

The wellbore had been perforated in 12,480–12,520 ft. interval with a shaped charge DW8g TTG Linr St RDX d = 1.654" with the perforating density of 7 spf (with the total of 540 perforations). The testing resulted in oil inflow and the well was characterized with pulsating flow with the average daily flow rate of 30.2 BPD. The wellhead conditions during 0.1575 ft. flowback through the tubing string were the following: the pressure of 87/464 psi, the temperature of 2 °C.

Upon completion of fracturing, all attempts to open the circulation valve for enabling circulation over packer failed. The well was suspended with the help of a dual BOP for decision-making about further operations. In the course of this operational shutdown, pressure increase in the annular space was detected. When the pressure level reached 5,874 psi, gas started to show through the flange connection of the 65x70 adapter spool. A decision was taken to start freezing of the tubing string by means of water injection.

During the freezing process gas condensate mixture formed in the tubing string, whereas there was a mud

величины 40,5 МПа начались проявления газа по фланцевому соединению 65x70 переходной катушки. Было принято решение на проведение работ по замораживанию трубного пространства скважины путем нагнетания в него воды.

В процессе замораживания в трубном пространстве скважины образовалась газоконденсатная смесь. В затрубном пространстве скважины находится глинистый раствор плотностью 1750 кг/м³. Давление в трубном пространстве после проведения работ по замораживанию составляет 0,02 МПа, а в затрубном снижено до атмосферной величины. После завершения замораживания скважины был демонтирован фланец переходной катушки, через который наблюдались пропуски газа.

После этого было принято решение провести растепление скважины с помощью колтюбинговой установки. Для монтажа колтюбингового оборудования на устье скважины, на месте неисправного и демонтированного фланца, была установлена дополнительная переходная катушка (нижний фланец 65x70, верхний – 80x70).

Растепление скважины осуществлялась с помощью безмуфтовой длинномерной трубы, оборудованной насадкой диаметром 38,1 мм и обратным клапаном при циркуляции горячего раствора хлорида кальция (при температуре 70°C, плотности 1230 кг/м³ и объеме 20 м³) с противодавлением 3,5 МПа, создаваемым с помощью углового штуцера. Спуск трубы в скважину ограничивался интервалом скоростей от 0,15 до 0,25 м/с. Тем не менее на глубине 183 м была получена жесткая посадка. Смена режима промывки результатов не дала. Провели подъем безмуфтовой длинномерной трубы для согласований дальнейших действий. Повторный спуск трубы привел к повторной посадке на той же глубине. Вновь провели подъем трубы.

После этого с помощью автокрана приступили к демонтажу инжектора с целью осмотра насадки и обратного клапана. Во время демонтажа инжектора с блока противовыбросового оборудования из-за несоосности автокрана и устья скважины произошла дополнительная боковая нагрузка на верхнюю часть фонтанной арматуры, что привело к наклону и, как следствие, к изгибу переводника дополнительной переходной катушки, в результате чего произошел слом этого переводника по резьбовой части. Из сломленной части переводника дополнительной переходной катушки начались интенсивные пропуски газоконденсата (см. рисунок 1).

Была отключена электроэнергия, заглушены двигатели внутреннего сгорания, обслуживающий персонал выведен в безопасную зону. После чего, согласно аварийному расписанию, по инстанции было дано сообщение о случившейся на скважине аварии.

solution with the density of 1750 kg/m³ in the annular space. After the freezing operation was finished, the tubing pressure was 29 psi, while the annulus pressure fell to the normal level. Upon completion of freezing, the flange of the adapter spool, which gas showed through, was disassembled.

After that, it was decided to warm-up the wall with application of CT unit. For rigging up coiled tubing equipment at the wellhead, an additional adapter spool (lower flange 65x70, upper – 80x70) was installed in the place of the removed defective flange.

Well warm-up was performed using coiled tubing, equipped with 1.5" nozzle and back pressure valve by injecting hot calcium chloride brine (with the temperature of 70°C, density of 1230 kg/m³ and volume of 20 m³) with the backpressure of 507.6 psi, created by the choke valve. The tubing was run into hole at a speed between 0.5-0.8 ft/sec. Nevertheless, a restriction was registered at 600 ft. Changing of the flushing mode gave no results. CT was pulled out of hole for coordination of further actions. While the second RIH a restriction at the same depth was registered. CT was pulled out of hole again.

Consequently, injector rigging-down with the help of truck crane was started. It was necessary for inspection of both the nozzle and back valve. Due to axis misalignment error between the crane and the wellhead, the upper part of the Xmas tree was affected by additional lateral load from BOP stack

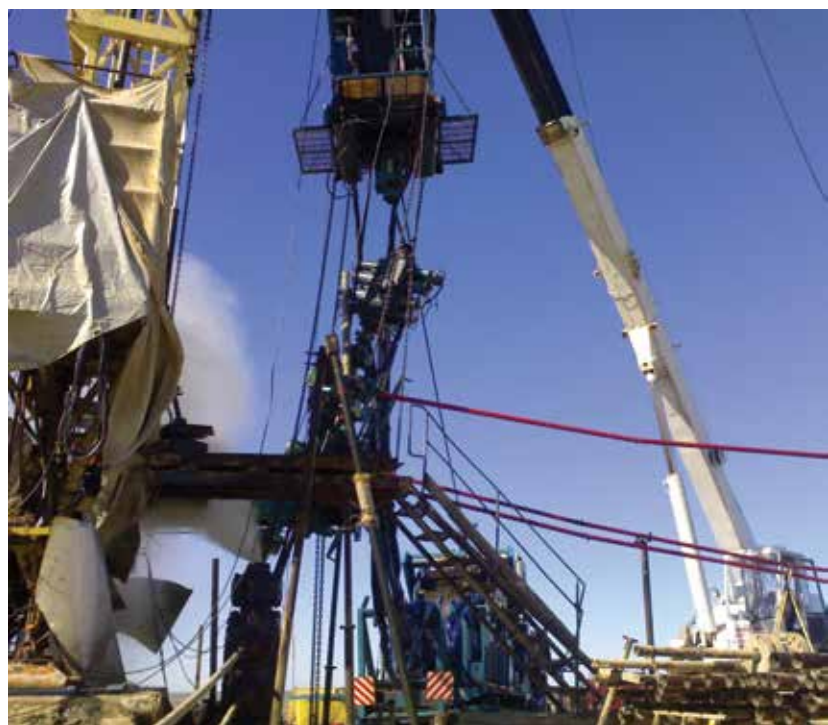


Рисунок 1 – Газопроявление на скважине № 207 Ямбургского месторождения

Figure 1 – Gas showing at Well #207 of Yamburg gas field

На устье скважины на момент газопроявления находились буровая установка «КРЕМКО-600», колтюбинговая установка M20, а в зоне устья – автокран. Поэтому первым делом при ликвидации газопроявления провели демонтаж с устья скважины техники и оборудования. При этом эвакуацию осуществляли с особой осторожностью, ведь малейшая искра могла воспламенить загазованную среду, и тогда в зоне поражения оказались бы дорогостоящая техника и бесценные людские жизни. Не допустить воспламенения возможно только при постоянном орошении устья и техники водой, а также в слаженном взаимодействии пожарных расчетов с действиями противofонтанной службы [1]. С целью орошения оборудования и техники, находящихся на устье скважины, были проложены водоводы длиной 150 м до ближайшего водоема. На кустовой площадке были размещены четыре пожарных автомобиля, а вокруг скважины – четыре лафетных расчета для орошения оборудования и техники в зависимости от постоянно меняющегося направления ветра. Вручную в условиях загазованности была выкопана водоотводная траншея для осушения приустьевой территории.

После этого с устья скважины демонтировали инжектор. Сложность заключалась в отсоединении «захлестов» тросов мачты подъемника. Затем демонтировали блок превенторов. Для обеспечения безопасного доступа к превенторам и устранения закрытых и непроветриваемых зон, где могла бы скапливаться взрывоопасная смесь, были демонтированы металлические листы укрытия буровой установки «КРЕМКО-600».

Затем под струей газоконденсатной смеси была демонтирована фонтанная арматура и фланец поврежденной дополнительной переходной катушки. Демонтаж фонтанной арматуры провели с помощью автокрана, так как другой необходимой для осуществления этой операции техники поблизости не было.

Одновременно подготавливалась запорно-устьевая арматура для наведения на устье проявляющей скважины. В сборку этого оборудования входила катушка 65x70-80x70, две последовательно соединенных задвижки ЗМС 80x70, отводной патрубок. Была подготовлена и тщательно проверена тросовая оснастка для наведения запорно-устьевой арматуры.

Тем временем под струей газа была проведена ревизия канавки под уплотнительное кольцо переходника надпревенторной катушки. Затем в переходнике надпревенторной катушки был установлен заранее подготовленный комплект шпилек, заостренных с одного конца, для лучшего вхождения в отверстия фланца наводимой в условиях действия газоконденсатной струи запорно-устьевой арматуры. Одновременно на фонтанной арматуре

while injector rigging-down. It led to a tilting motion in the additional adapter spool sub followed by its bend. Eventually, failure along the thread segment of the sub occurred. A serious leak of gas liquids from the failed part of the addition adapter spool sub began (see Figure 1).

The power supply was cut off, internal combustion engines were stopped and members of the maintenance team were evacuated to safety area. Next, according to emergency response guidelines, it was reported on the downhole failure up the chain.

At the time of the leak there were the drilling rig KREMKO-60, coiled tubing unit M20 at the wellhead and the truck crane in the well mouth zone. The first step of the gas show response operation was to rig down wellhead equipment and tools. It's worth mentioning that evacuation was performed extra cautiously as a single spark could make the gassing area ignite, which would lead to enormous losses – both people's lives and costly equipment located within dangerous area. Prevention of ignition is only possible by continuous sprinkling of the wellhead and equipment with water as well as integrated teamwork of fire brigades and blow-out response service [1]. In order to start sparkling of the wellhead equipment with water waterways connected to the closet reservoir (150 m) were laid out. Four fire-fighting vehicles were placed at the multiple-well platform, thus four firefighting crews were around the well for sprinkling the equipment with water according to the changing direction of wind. In order to drain the wellhead zone a drain ditch was dug, it was done by hand with high gas content being in the air.

Next, the wellhead injector was rigged down. What was challenging here is to handle backlashes of the pillar crane ropes. The following step was to rig down BOP stack. In order to ensure safe access to BOPs and eliminate closed areas and areas without air circulation (such areas where explosive mixture could collect), metal sheets of KREMKO-600 rig shelter were dismantled.

Next, under gas-condensate mixture stream, Xmas tree and the flange of the damaged additional adapter spool were rigged down. The former was rigged down using truck crane, as there wasn't any equipment necessary for the operation available at the time.

Together with that, shutoff valves were being prepared for application at the wellhead of the kicking well. This assembly included a 65x70-80x70 spool, two series-connected valves and take-off connection. Wireline equipment was prepared and thoroughly checked for subsequent shutoff valves targeting.

Meanwhile, inspection of the flange ring groove of the flanged spool adapter was carried out. Next, the flanged spool adapter was equipped with a set of pins, prepared in advance. They were sharpened at one side for improved entry to holes in the flange of the shutoff

были размещены обводные ролики, через которые в процессе наведения запорно-устьевой арматуры протягиваются тросы.

После завершения подготовительных работ с помощью автокрана, не предназначенного для проведения таких работ, было осуществлено наведение запорно-устьевой арматуры на устье фонтанирующей скважины. Наведение арматуры проводилось в условиях большой загазованности при постоянном орошении автокрана, наводимой арматуры и устья скважины. При этом задвижки на наводимой арматуре находились в открытом положении.

После установления на устье запорно-устьевой арматуры, направления газоконденсатной струи через отводной патрубок на безопасную высоту и закрепления фланцевого соединения 65х70 скважина была загерметизирована закрытием задвижек ЗМС 80х70. Газопроявление, а по сути своей – газоконденсатный фонтан, был ликвидирован.

Далее был демонтирован отводной патрубок, на его месте была смонтирована елка фонтанной арматуры, к которой вновь присоединили задавочную и факельную линии. После этого приступили к дальнейшим запланированным работам по освоению скважины с помощью колтюбинговой установки.

Четкая и слаженная работа оперативного состава противofонтанной службы позволила не только успешно и в кратчайшие сроки справиться с ликвидацией аварии, но и обеспечила сохранность (от разрушения) дорогостоящего оборудования (буровая установка «КРЕМКО-600», колтюбинговая установка М20Т). Своевременная ликвидация газопроявления позволила избежать его перерастания в открытый фонтан, тем более с возгоранием, последствия которого непредсказуемы.

Тем не менее следует констатировать тот факт, что использование автокрана не по назначению, при демонтаже инжектора в процессе ликвидации аварии, а не специально предназначенного для этих целей установщика оборудования, привела к поломке оборудования и возникновению газопоявлений, что является грубым нарушением требований промышленной безопасности. В свою очередь использование метода замораживания при временном прекращении работ на скважине себя оправдало.

Впервые в отечественной практике проведены работы по ликвидации газопоявлений при ремонте газоконденсатной скважины с помощью колтюбинговой установки в суровых условиях Крайнего Севера. Впервые в отечественной и мировой практике при наведении запорно-устьевой арматуры на устье фонтанирующей скважины использовали нестандартную, ранее нигде не применяемую, технику – автомобильный кран. ☉

valves, targeted under the conditions of gas condensate stream action. At the same time, run-around rollers were added to the Xmas tree, which wireline is pulled through when targeting shutoff valves.

Upon completion of preparatory work, using a truck crane, not designed for such operations, shutoff valves were targeted at the wellhead of the blowing well. Valves targeting was performed under the conditions of high gas content in the air and therefore both the crane, the valves and the wellhead were sprinkled with water during the whole operation. What is more, all the valves were open during targeting.

When the shutoff valves were rigged up, gas condensate stream directed through the take-off connection to a safe height and the flanged connection was rigged up, the well was killed by closing ZMS 80x70 valves. Gas showing, namely gas condensate blowout, was eliminated.

Next, the take-off connection was rigged down, and X-mas tree was rigged up in its place. Kill and flare lines were reconnected to the tree. After that, the crew started planned completion operations using a CT unit.

Not only did professional and well coordinated work of the emergency well-kill team ensure successful and fast accident response but it also helped to keep (from damage) costly equipment (drilling rig KREMKO-600, coiled tubing unit M20T). Timely elimination of gas showing allowed to avoid its turning into a wild gas blowout, let alone ignition, which could lead to unpredictable effects.

Nonetheless, we must emphasize the fact that unintended use of crane for rigging down the injector as part of the accident response, instead of a specially designed setter resulted in equipment breakdown and consequent gas showing, which is regarded as a major violation of industrial safety requirements. The method of freezing, in its turn, used during suspension of operations, proved its value.

It was for the first time in the domestic practice that gas show elimination was performed in a gas condensate well using a coiled tubing unit in the harsh environment of the Extreme North. It was for the first time in both domestic and world practice that shutoff valves targeting at the wellhead of blowing well was performed using nonconventional equipment, never used before – truck crane. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Предупреждение газопоявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера / Л.У. Чабаяев, А.В. Кустышев, Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман.- М.: ИРЦ Газпром, 2007.- 189 с.

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ЗАДАЧИ И РЕШЕНИЯ

CHALLENGES OF WELL INTERVENTION WITH COILED TUBING ON VANKORSKOE FIELD

Сулейман СИТДИКОВ, Роснефть, Станислав ЗАГРАНИЧНЫЙ, Trican Well Service
Suleyman SITDIKOV, Rosneft, Stanislav ZAGRANICHNIY, Trican Well Service

В статье дается обзор технических, эксплуатационных и организационных задач, связанных с применением колтубинга на Ванкорском месторождении, а также предлагаются инновационные методы решения возникших проблем.

ВВЕДЕНИЕ

Ванкорское месторождение расположено на севере Красноярского края, рядом с границей Ямало-Ненецкого автономного округа. Оно было открыто в 1988 году. Достоверные запасы Ванкорского месторождения составляют 200 млн тонн нефти, а ожидаемые объемы добычи – порядка 25 млн тонн сырой нефти в год.

Ванкорское месторождение, введенное в эксплуатацию во второй половине 2009 года, будет одним из главных источников роста добычи компании «Роснефть» в среднесрочной перспективе. После завершения строительства нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» компания «Роснефть» сможет достичь максимальной добычи на месторождении, что позволит ей ускорить темпы разведки 14 соседних с Ванкорским лицензионных площадей. В 2008 году объем промышленного бурения составил 142,1 км, была пробурена 31 эксплуатационная скважина.

На месторождении ведется разработка двух продуктивных пластов, Нижнехетского (НН) и Яковлевского (Як). Оба пласта принадлежат к нижнему меловому периоду и состоят из песчаника.

Верхний продуктивный пласт, Яковлевский, имеет среднюю глубину по вертикали (ГПВ) 1680 м, пластовое давление 15,9 МПа и температуру 36 °С. Нижний

The article reviews the engineering, operational and logistical issues related to utilizing coiled tubing in Vankor oil field and the innovative solutions required to overcome these issues.

INTRODUCTION

The Vankorskoe field is located in the north of the Krasnoyarsk region close to the border with the Yamal-Nenets Autonomous District and at a 600-km distance from the Purneftegaz assets.

The field was discovered in 1988. Proved oil reserves of the Vankorskoe field are 200 mln tons of oil barrels and it is expected to produce up to 25 mln tones per year of crude oil at its plateau.

The Vankorskoe field will be one of the major sources of Rosneft's production growth in the mid-term, and was launched in the second half of 2009. Upon completion of the East Siberia – Pacific Ocean pipeline, Rosneft will be able to reach peak production at the field, which would allow accelerating exploration of the 14 licensed blocks adjacent to Vankorskoe.

The field is drilled primarily with horizontal wells, 75% of which have smart completion. Oil production started at the Vankorskoe-9 well to ensure adequate fuel supplies to drilling crews.

In 2008 production drilling at the field totaled 142,100 meters and 31 production wells were drilled.

The Vankorskoe field has all the wells drilled on pads. Each pad has multiple wells drilled on it, all at different trajectories to maximize the contact to



продуктивный интервал, Нижнехетский, имеет среднюю ГПВ 2780 м, пластовое давление 27,1 МПа и температуру 65 °С.

Ко всем скважинам Ванкорского месторождения применяется метод кустового бурения. Каждый куст представляет собой совокупность пробуренных скважин, траектории которых делаются различными для максимального увеличения контакта с извлекаемыми запасами. Скважины, расположенные на одном кусте, не обязательно относятся к одному пласту. Некоторые скважины вскрывают различные продуктивные пласты, несмотря на то что принадлежат одному кусту. Скважины спроектированы с перегибом в обе стороны, что позволяет расположить горизонтальную секцию ствола скважины непосредственно под устьем. На данный момент все эксплуатационные скважины являются горизонтальными, 75% из этих скважин оборудованы «интеллектуальными» системами.

Каждая скважина имеет обсадную колонну с теплоизоляционным покрытием, тампонированную цементом до глубины 35 м, а также промежуточную обсадную колонну, скрепленную цементом до глубины 1700 м. Данная конструкция призвана защитить зону «вечной мерзлоты» от размораживающего действия фонтанирующих скважин. Внешний и внутренний диаметры промежуточной обсадной колонны равны соответственно 177,8 мм и 157,0 мм. Лифтовая колонна, размеры которой изменяются в пределах от 73 до 114 мм, подвешена в скважине. Она имеет два комплекта циркуляционных отверстий – пусковых муфт: один на измеренной глубине (ИГ) 900 м, еще один – на ИГ 1100 м. Такая конструкция позволяет производить освоение скважин с поверхности путем закачки азота в затрубное пространство и далее через отверстия в лифтовую колонну

recoverable reserves. The pads are not dedicated to one formation, there may be wells drilled into the two different producing formations on one pad.

The two producing formations have been described in the past (D.A. Antonenko, 2006) and consist of the Nizhnekhetsky (NH) and the Yakovlev (Yak) formations. Both formations belong to the Lower Cretaceous period and are sandstone.

The upper zone, Yakovlev, has an average true vertical depth (TVD) of 1680 m, with a reservoir pressure of 15,9 MPa and temperature of 36 °C. The lower producing zone, Nizhnekhetsky, is at an average TVD of 2780 m, with a reservoir pressure of 27.1 MPa and temperature of 65 °C. All of the production wells entered by coiled tubing to date are horizontal, with screen and equilizer completions in the horizontal section.

Each well is drilled with a complex trajectory into the producing zone. The wells are designed with a reverse bend in it allowing the horizontal section of the wellbore to be directly beneath the wellhead. This profile leads to some challenges in reaching TD inside the 114 mm completion screen assemblies.

The wells have insulated surface casing, which is cemented to a depth of 35 m and intermediate casing to 1700 m in order to protect the permafrost from the thawing effects of flowing wells. The intermediate casing is 177.8 mm, with an internal diameter (ID) of 157 mm. The production tubing varies in size from 114 mm to 73 mm and is hung off in the well. The production tubing will have two sets of circulating ports, one at 900 m measured

без использования колтюбинговой установки (КУ) или установки для ремонта скважин.

Оборудование горизонтальных секций состоит из длинных компоновок сетчатых трубных фильтров с внешним диаметром 114 мм, которые устанавливаются в скважине после окончания буровых работ. Компоновки, в свою очередь, состоят из подвесного устройства хвостовика, сквозного цементного шва, распорных труб, фильтров, пустых секций и внешних центраторов с резьбовой заглушкой у торца компоновки. Каждая такая компоновка уникальна, сетчатый трубный фильтр и пустое трубное пространство спроектированы таким образом, чтобы оптимизировать добычу из скважины. Компоновка фильтров цементируется в скважине у подошвы промежуточной обсадной колонны.

Компания Trican Well Service получила подряд на проведение внутрискважинных работ с использованием колтюбинга в 2008 году. На месторождении построена база, обеспечивающая бесперебойное производство двух парков КУ.

На Ванкорском месторождении используется гибкая труба (ГТ) диаметром 38,1 мм и 44,45 мм. ГТ диаметром 38,1 мм используется в скважинах, где внутрискважинное оборудование или другие ограничения мешают использованию ГТ большего диаметра. В остальных случаях в качестве рабочей колонны для проведения внутрискважинных операций используется ГТ диаметром 44,45 мм. К числу подобных операций на данный момент можно отнести нормализацию и введение в эксплуатацию скважин, каротаж на установленном в трубе кабеле и удаление АСПО и гидратных пробок.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ

Программа разработки месторождения предполагает резку длинных горизонтальных секций в необсаженных скважинах, установку в них «интеллектуальных» компоновок сетчатых трубных фильтров с целью увеличения темпов добычи путем максимизации воздействия на пласт. Для вскрытия продуктивных интервалов применяются специально разработанные буровые растворы для образования фильтрационной корки низкой проницаемости, которая препятствует или уменьшает чрезмерное поглощение жидкости в пласт. С другой стороны, эти жидкости являются органотропными по своей природе, то есть не препятствуют проникновению углеводородов в ствол скважины. Однако при использовании подобных типов растворов для заканчивания скважин необходимо проводить дополнительный мониторинг на тот случай, если фильтрационная корка не была полностью удалена, что может существенно уменьшить производительность скважины. Методы проведения каротажа в эксплуатационных скважинах призваны оценивать профиль притока пластовых флюидов в скважину, а также предсказывать поведение коллектора и/или производительность трубных фильтров.

Сложный профиль скважин требует специального

depth (MD) and one set at 1100 m MD. The purpose of these ports is to allow the wells to be kicked off from surface by pumping nitrogen down the annulus and through the ports into the production tubing without using coiled tubing or a service rig to initiate the kick off.

The horizontal completion consists of long screen assemblies, 114 mm OD, which are set in place once the drilling operations are complete. The assemblies consist of a liner hanger, a cement-through joint, spacer tubing, screens, blank sections and external centralizers with a bull nose plug at the end of the assembly. Each screen assembly is unique, with the screen and blank pipe spacing designed to optimize production from each well. The screen assembly is cemented into place at the bottom of the intermediate casing.

Trican Well Service was awarded the contract to provide coiled tubing intervention services and subsequently set up a coiled tubing base in Vankorskoe field. There are two intermediate coiled tubing fleets supported from this base.

Two sizes of coiled tubing are used in the Vankorskoe field, 38.1 mm and 44.45 mm. The 38.1 mm is used in wells where downhole completions or restrictions prevent the use of the 44.45 mm coiled tubing. The 44.45 mm coiled tubing is the work string used on the majority of the treatments performed. These treatments, to date, are clean outs, kick offs, stiff wireline logging and hydrate removals.

The string lengths vary from an average of 4059 m for the short strings to an average of 5757 m for the long strings. The wireline installed in the stiff wireline strings is a seven conductor, double armour style. There are currently 2 stiff wireline strings, 44.45 mm, which for logistical reasons are long strings.

MAIN ISSUES

The field development model involves the long horizontal section completed in open hole with 'smart' screens assemblies in an attempt to increase production rates by maximizing reservoir exposure. Specially designed reservoir drilling fluids (RDF) are used to drill the producing intervals. These drilling fluids are designed to form low permeability filter cakes that prevent or reduce excessive fluid leak off into the formation. On the other hand, these fluids are organophilic by nature, i.e. do not create the barrier for hydrocarbons to break through and enter the wellbore. However, in this type of completion additional monitoring should be taken as for the filter cake in the event of its incomplete removal when completing the well. Inadequate removal can severely impair the well's productivity. The production logging techniques

подхода к методам проведения внутрискважинных работ. При данном профиле скважин традиционные кабельные методы не подходят для доставки скважинного инструмента к продуктивным интервалам. С другой стороны, колтюбинговые технологии хорошо подходят для проведения подобных операций в скважинах с увеличенным отходом от вертикали. Скважина с увеличенным отходом от вертикали – это скважина, в которой коэффициент отношения ИГ к ГПВ больше 2.0, что полностью применимо к профилю скважин на Ванкорском месторождении. Колтюбинговые технологии используются для проведения операций по нормализации забоя скважин после их заканчивания или капитального ремонта, введения скважин в эксплуатацию и проведения каротажа в действующих скважинах.

ПРОБЛЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОЛТЮБИНГА

Применение колтюбинга при проведении внутрискважинных операций на Ванкорском месторождении вызвало ряд проблем во всех аспектах выполнения работ. К числу инженерных проблем относятся ограничения, связанные с реальной извилистостью ствола скважины, профилем заканчивания скважин, характеристиками притока в скважину, составом тяжелой нефти и оборудованием. К проблемам, связанным с эксплуатацией, можно отнести климатические условия, ограниченность в оборудовании, персонале, коммуникациях, техническом обслуживании и модернизациях.

Сложность траектории ствола скважины сама по себе не создает каких-либо инженерных проблем при моделировании скважины, однако это создает трудности для достижения конечной глубины скважины. Существующие в данный момент опции ограничены изменениями в используемых типах жидкостей, скоростях нагнетания азота и других жидкостей, возможностью присоединения вибрационного инструмента к КНБК, а также регулировкой устьевого давления и ограничением притока в скважину. Не все опции являются доступными постоянно, это зависит от особенностей требуемой обработки. Каждая ситуация является уникальной и каждое решение выбирается в соответствии с конкретной ситуацией.

К проблемам, связанным с логистикой, нужно отнести недостаток дорог, которыми можно пользоваться круглый год, а также проблемы оперативного ввоза оборудования в РФ и невозможность предсказать хотя бы за год, какие запасные части могут понадобиться. Доставка грузов в зимний период происходит по зимникам, на баржах возможна только в течение короткого промежутка времени летом, оставшиеся грузы и персонал необходимо доставлять на вертолетах. Максимально допустимая нагрузка на зимнике может изменяться, приходится постоянно подстраиваться под климатические условия. Самым главным барьером является необходимость в планировании действий хотя бы на год вперед. Для

are called to evaluate the well inflow profile and to make an assumptions on the reservoir and / or screens performance.

The complicate well profile demands the special approach for intervention techniques. In the given well profiles, conventional wireline techniques are not appropriate to convey tools the producing intervals. On the other hand, Coiled Tubing is well suited to conduct such operations in the extended reach wells. The definition of an extended reach well is a well with a measured depth to true vertical depth ratio (MD/TVD) greater than 2.0 which is very applicable for Vankorskoe field wells profile. The coiled tubing technology is used for wellbore cleanout operations after the completion and workover, well kickoff and production logging.

COILED TUBING CHALLENGES

The use of coiled tubing for well interventions in the Vankorskoe field has generated some challenges in all aspects of job performance. Engineering challenges include actual wellbore tortuosity, completion profiles, inflow performance, heavy oil composition and equipment restraints. Operational issues faced include climatic conditions, equipment restraints, personnel, communications, maintenance and upgrades. Logistical issues are highlighted by the lack of year round roads to the field, ice road limitations, importation of goods into Russia and the ability to forecast at least a year in advance for items that may be required.

The complexity of the wellbore trajectory in itself does not create any engineering issues in modeling the well, however it does create issues with reaching the total depth (TD) of the well. The options available currently are limited to changes in the fluid used, fluid and nitrogen pump rates, addition of vibrating tool to the bottom hole assembly (BHA), adjustment of wellhead pressure, and limiting well inflow. Not all options are available depending on the specific treatment required. Each situation is unique and each solution is customized for that particular situation.

The other major issue encountered in this remote location is the logistical issues. Currently no year round road goes to Vankorskoe, there is an ice road in the winter, a short barge season in the summer with the remainder of goods and people arriving by helicopter. The load rating of the ice road is variable, being constantly adjusted based on climatic conditions. Further restrictions are placed on the ice road – conveys only during extreme cold periods, banned travel during snow storms, all designed to keep the ice road open and safe when in use. The most logistical hurdle is the requirement to plan at least one year in advance. For some items, it is relatively straight forward, but for the large,

некоторых грузов это не является такой уж проблемой, однако для тяжелых элементов оборудования, таких как катушки ГТ, это может быть чрезвычайно трудной задачей. Доставка катушек ГТ к Ванкорскому месторождению является рентабельной, только если осуществляется по зимнику.

СЛОЖНОСТИ В СКВАЖИНАХ

Наиболее трудноразрешимой проблемой, встречавшейся до сих пор на Ванкорском месторождении, была борьба с осложнениями при достижении конечной глубины с помощью ГТ. На это существует множество различных причин, начиная с искривления ствола скважины, асфальтено-смолисто-парафиновых отложений, особенностей внутрискважинного оборудования, обломков породы после бурения или шлама, оставшегося после КРС, и заканчивая неисправностью оборудования или ошибкой оператора колтюбинга.

Ограничения в достижении необходимой глубины прежде всего обусловлены силами, возникающими при фрикционном контакте ГТ со стволом скважины. Как было уже описано во многих работах, когда сила осевого сжатия, действующая на ГТ, превышает некоторое критическое значение, происходит искривление трубы, и она принимает синусоидальную форму. При дальнейшем увеличении силы осевого сжатия ГТ деформируется в спираль. Будучи ограниченной стволом скважины, смятая в спираль ГТ будет прижиматься к стенке ствола скважины, что приведет к возникновению дополнительных контактных сил. Сила, необходимая для спуска ГТ в скважину, значительно увеличивается после того, как произошло спиралевидное искривление. Сила трения увеличивается при контакте ГТ со стенками ствола скважины или обсадной колонны и превосходит внешнее толкающее усилие, блокируя тем самым размещение инструмента в искривленных секциях ствола. Такая ситуация называется запиранием.

Увеличение проходимости ГТ может быть достигнуто путем снижения силы трения между ГТ и стенками скважины, откладывая тем самым наступление запираения. Это можно сделать, уменьшив коэффициент трения между ГТ и стволом скважины или уменьшив само трение ГТ о стенки ствола скважины. Для преодоления силы трения используется внутрискважинный вибрационный инструмент AGitator™, который встроен в КНБК и помогает замедлить наступление спиралевидного запираения. Как видно из рисунка 1, эффект, создаваемый этим инструментом, помог ГТ достигнуть

heavy weight items such as strings of coiled tubing, this can be a very daunting task. New strings of coiled tubing can only be shipped to Vankorskoe field in a cost effective fashion via the ice road only.

WELL CHALLENGES

The single most persistent issue encountered so far in the Vankorskoe field is the inability to get the coiled tubing to TD. There are multiple possible reasons for this, ranging from wellbore deviation, dog leg severity, wax build-up, well bore completions, residual drilling or workover debris, equipment malfunction and operator error.

A limitation to reach the required depth occurs, first of all, because of the frictional contact forces between the coiled tubing and the wellbore. As described in multiple papers already, when axial compression forces over a critical value are applied to coiled tubing, it will first buckle into a sinusoidal wave shape. As the compressive force increases further, it will ultimately deform into a helix. Confined to the wellbore, the helically buckled coiled tubing will be forced against the wall of the wellbore and additional contacting forces will develop. The force needed to push coiled tubing into well increases dramatically once the tubing has buckled into a helix. The frictional drag developed as coiled tubing is forced against the hole or casing will ultimately overcome the external pushing forces, thereby limiting the placement of tools in deviated sections. This situation is described as a lockup.

Additional reach can be obtained by reducing the frictional contact force between the coiled tubing and the well thereby postponing the onset



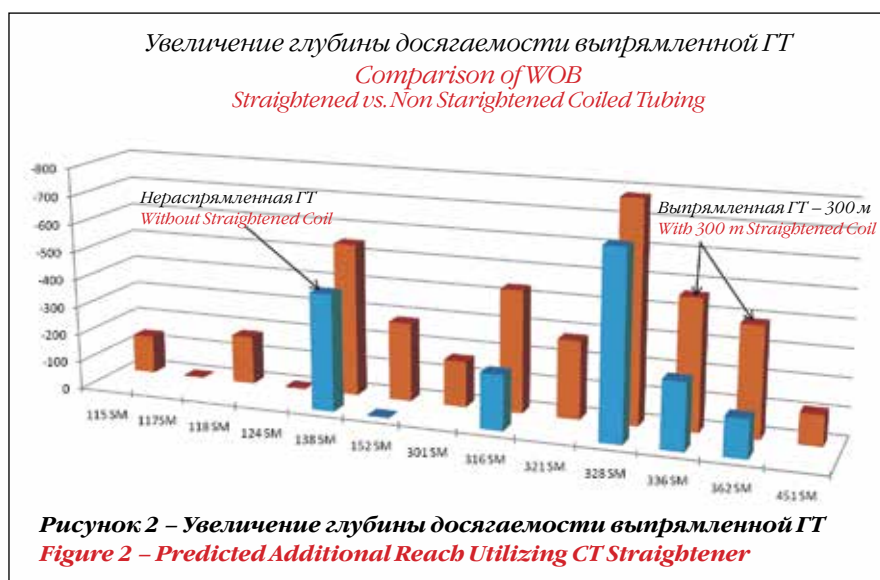
конечной глубины в скважинах, на которых ранее это не удавалось. Однако у этого инструмента есть один недостаток. Он заключается в том, что объем азота, который может быть использован при работе инструмента, не должен превышать 15% от общего расхода рабочей жидкости. На практике это означает, что для ввода скважины в эксплуатацию (освоение азотной установкой) необходимо извлечь КНБК на поверхность и сменить ее на аналогичную, но без данного инструмента, а затем спустить обратно в скважину.

Еще одной проблемой, часто встречающейся при проведении внутрискважинных операций, является трудность входа в верхнюю часть хвостовика. Между концом лифтовой колонны и верхней частью хвостовика существует зазор (от 20 до 100 м).

В этом месте ГТ находится внутри обсадной колонны диаметром 177,8 мм. Это позволяет ГТ восстановить часть своей остаточной кривизны, что усложняет вход в верхнюю часть хвостовика. Применение насадки в виде посадочного башмака с косым срезом имело ограниченный успех. Пружинный центратор КНБК, приводимый в действие гидравликой, успешно использовался для преодоления этой проблемы. Однако когда хвостовик имеет малый внутренний диаметр, прибор создает дополнительное трение при закачке жидкостей со скоростью, которая обычно используется при промывке скважины.

Еще одной доступной для колтюбинга опцией является использование прессы для выпрямления. ГТ разматывается с барабана и, огибая вертлюг, проходит сквозь инжектор в скважину. При этом она подвергается пластической деформации, что приводит к возникновению остаточного изгиба. Большая глубина спуска может быть достигнута при уменьшении начальной силы трения, возникающей из-за соприкосновения ГТ со стенками ствола скважины, путем устранения остаточного изгиба ГТ. Выпрямление ГТ осуществляется трехточечным гибочным приспособлением, установленным между вертлюгом и инжектором. ГТ проходит между двумя закрепленными роликами и третьим передвижным роликом, который передает на ГТ постоянное усилие заданной величины. Пока еще не определено, какой должна быть оптимальная длина трубы для максимального увеличения глубины досягаемости (см. рисунок 2). При прохождении ГТ через гибочное приспособление происходит дополнительное обратное гибание, что приводит к уменьшению ее усталостного ресурса. Таким образом, эффективность использования данного приспособления все еще выясняется в полевых условиях.

of buckling. This can be achieved by reducing the coefficient of friction between the coiled tubing and wellbore or by reducing the normal drag between the coiled tubing and wellbore. In order to overcome the friction load, a down hole vibrating tool – AGitator™ has been incorporated into the BHA to delay the on-set of helical buckling. The effect of this tool have allowed the coiled tubing to reach TD on wells that it was not possible before (see Figure 1), however, the tool has its' own drawback in that the volume of nitrogen that can be used with tool is restricted to 15% of the total tool flow. In practical terms, this means that in order to perform a kick off operation (nitrogen lift),



the BHA must be tripped to surface, the BHA changed out for one that does not have the vibrating tool and then re-run back into the well to perform the kick off.

Another common problem faced during coiled tubing interventions is the inability to enter the top of the liner assembly. There is a gap between the end of the production tubing and the top of the liner, where the coiled tubing is inside the 177.8 mm casing. This allows the coiled tubing to regain some of its' residual curvature making it difficult to enter the liner top. A kick-off tool and mule shoe nozzle has had limited success. A hydraulically activated bow spring centralizer has been used with great success to overcome this problem, however, when in the smaller ID of the liner assembly it generates more drag when fluids are pumped at clean-out rates.

Another option available for coiled tubing is the use of coiled tubing straightener. Coiled tubing is wound off a reel and bent over the gooseneck and then passed through the injector into the well

Первый спуск в скважину, когда она еще не фонтанирует, обычно проходит без инцидентов, однако после ввода ее в эксплуатацию в игру могут вступать дополнительные факторы. Фонтанирующая скважина может помочь ГТ достигнуть конечной глубины, подвергая ее вибрации, однако чрезмерное влияние потока может уменьшить внешнее толкающее усилие, препятствуя тем самым спуску ГТ. Обычно темпы добычи на Ванкорском месторождении достаточно высоки, поэтому необходимо принимать этот фактор во внимание при поиске оптимального режима притока в скважину во время проведения в ней операций с применением колтюбинга, особенно при использовании длинных колонн или инструментов для каротажа с большим внешним диаметром. В прошлом было показано, что поток в ГТ не влияет на достижение необходимой глубины, в то время как поток в затрубном пространстве между ГТ и стволом скважины оказывает подобное влияние. Согласно расчетам Пэсли (SPE 27976), уточненное значение подъемной силы, действующей в скважинах Ванкорского месторождения, составляет порядка 2000 Н для ГТ и 5000 Н при темпах добычи близких к 1000 м³ нефти в сутки. Компьютерное моделирование с использованием поправочных коэффициентов для учета скорости текущей жидкости дает приблизительно те же значения. Таким образом, при работе с фонтанирующей скважиной важно проводить корреляцию скважинных и пластовых условий и выбирать правильные параметры работы, так как это может сдвинуть значение глубины, на которой возникает запирание, на несколько десятков или сотен метров, что может отразиться на достижении цели операции.

Еще одной проблемой, влияющей на производительность работ, является значительное количество АСПО, образующихся на внешней стороне ГТ, а также в лифтовых трубах. Причины появления АСПО на скважинах Ванкорского месторождения все еще выясняются, но факторы, которые могут вызвать их осаждение, определяются свойствами пластовой нефти. В основном это тяжелая нефть с плотностью в 30° по классификатору Американского нефтяного института (АНИ) и высоким содержанием молекулярных цепей C₂₀₊. АСПО могут располагаться где угодно, от колонны ГТ, лифтовых труб и до продуктивного пласта. Отложения могут быть вызваны снижением давления насыщения (газ, растворенный в нефти коллектора, действует на тяжелые фракции в нефти как растворитель) и уменьшением температуры до значения, меньшего температуры насыщения нефти парафином вблизи зоны охлаждения. Согласно анализу, проведенному ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», нефть Ванкорского месторождения имеет очень высокую склонность к образованию АСПО. Нефть содержит в своем составе значительное количество твердых (высокомолекулярных) парафинов (9,8% масс.), незначительное количество смол, являющихся естественными депрессантами, и значительное количество легких углеводородов (C1-C9), снижающих растворимость в нефти высокомолекулярных парафинов,

undergoing the plastic deformation and is subjected to residual bend. Greater reach can be obtained by reducing the initial drag force due to contact of the coiled tubing with the well bore by eliminating the residual bend. The coiled tubing is straightened by a 3-point bending device mounted in between the gooseneck and injector. The coiled tubing runs between 2 fixed rollers and a third movable roller which is given a known constant displacement or force. It has yet to be determined what the optimum length of coil should be straightened to maximize the reach (See Figure 2). However, due to the additional reverse bending of the coiled tubing through the straightener, the fatigue life of the coiled tubing will be reduced; thus, its efficiency is still under field investigation.

The first run in the well, when the well is not flowing is generally without incident, but after the well is allowed to flow, the additional factors come into a play. Flowing the well might help the extended reach of coiled tubing by vibrating it but an excessive flow may decrease the external pushing force and restrict the reach. Typically, the production flow rates in Vankorskoe field wells are high enough so it is important to take a note on this factor to find the optimal regime of well inflow during the operations when coiled tubing is in hole especially with long logging strings or tools with large OD. As it has been shown in the past, the flow in the coiled tubing does not affect reach whereas flow in the annulus between the coiled and wellbore does. The calculations by Paslay (SPE 27976) show average corrected lift force in Vankorskoe field wells from ~ 200 dN on CT string to ~500 dN on production logging tool string under the production rates close to a thousand cubic meters of oil per day. Commercial computer simulator uses a correction factor for the flowing fluid velocity and gives the approximately the same values. So it becomes important for the flowing well to correlate with the reservoir conditions and to use the right parameters as it can offset the lockup depth by the value of few dozen to few hundreds meters and affect the job target.

Another issue that affects the performance is a substantial amount of wax built up on the exterior of the coiled tubing. The occurrence of wax in Vankorskoe field wells is still under investigation but the factors that can cause its precipitation are determined by the reservoir oil properties described as black oil with 30° API gravity with high content of C₂₀₊ molecular chains. The wax can be located anywhere, from the tubing to the formation resulting from a decrease either in pressure, as solution gas acts as a solvent for waxes, or in temperature below the cloud point for paraffin near the cooling zone. As the result, this

поэтому нефть имеет высокую температуру застывания (+15 °C) и температуру насыщения нефти парафином. При снижении температуры потока ниже 38 °C будет происходить выделение в виде твердой фазы и выпадение наиболее высокомолекулярных парафинов, которые, адсорбируясь на стенках НКТ, будут приводить к образованию АСПО и снижению дебита скважины.

В результате такие образования могут быть весьма существенными. Несмотря на то что резиновый герметизатор убирает большую часть воска с ГТ, определенное его количество попадает в небольшие неровности на поверхности ГТ. Это приводит к тому, что воск заполняет пазы в инжекторе и труба начинает проскальзывать (см. рисунок 3). В настоящее время проблема решается посредством прокачки горячей нефти через лубрикатор, для того чтобы расплавить АСПО и убрать с ГТ до попадания в инжектор. Горячая нефть прокачивается постоянно при проведении спуско-подъемных операций. Для предотвращения АСПО в затрубном пространстве в качестве промывочной жидкости при внутрискважинных операциях используется дегазированная и нагретая до 80 °C сырая нефть вместе с дисперсантами и ингибиторами АСПО.

Размеры и конструкция колонны ГТ также подвергались анализу. Увеличение диаметра используемых ГТ до 50,8 мм устранило бы большинство текущих проблем, возникающих при проведении внутрискважинных операций. Это, однако, может создать целый ряд новых проблем, относящихся к области течения флюида внутри скважинного оборудования. Коническая конструкция колонны ГТ диаметром 44,45 мм в данный момент подвергается оптимизации. При этом внимание фокусируется на двух главных факторах: во-первых, внутрискважинная коническая часть ГТ, которая входит в горизонтальную часть скважины, должна быть как можно легче; во-вторых, средняя часть, находящаяся в искривленной части ствола, наоборот, должна быть как можно более тяжелой. В конечном счете исследование новых типов конструкции колонны ГТ является отдельной темой для обсуждения и выходит за рамки данной статьи.

Остальные проблемы, с которыми пришлось столкнуться при выполнении работ с применением колтюбинга, являются стандартными для большинства других нефтяных месторождений в мире. Обломки породы и шлам, оставшийся от бурения или КРС, не всегда принимаются во внимание при составлении паспорта скважины. Этот недостаток информации может привести к неожиданным проблемам при колтюбинговых операциях. К сожалению, на момент, когда проблема

wax build up can be quite dramatic, and despite the effects of the stripper in cleaning the majority of the wax from the coiled tubing, enough remains trapped in the surface pits on the coiled tubing to fill in the grooves on the injector blocks resulting in coiled tubing slippage (See Figure 3). The problem is currently being dealt with by pumping hot oil through the lubricator to melt the wax off the

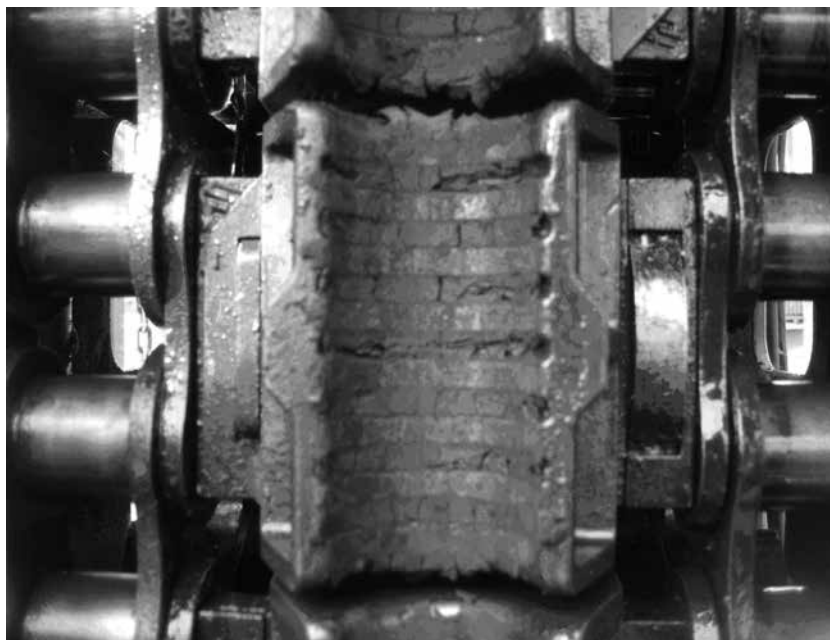


Рисунок 3 – АСПО в инжекторной головке
Figure 3 – Wax Build Up in Injector Blocks

coiled tubing before it reaches the injector blocks. The hot oil is pumped for at least 20 minutes prior to pulling the coiled tubing out of the well. To prevent the wax precipitation in the tubular, the hot weathered crude oil with wax inhibitor / dispersant is used as the circulation fluid during the well intervention operations.

The size and design of the coiled tubing string was also investigated. The results show that there is not an ideal string design in the 44.45 mm size of coiled tubing. Increasing the size of the coiled tubing string to 50.8 mm would eliminate many of the current concerns and resulting issues during coiled tubing interventions, although this may create a new set of issues related to fluid flow area within the well bore completions. The tapered design of 44.45 mm coiled tubing string is being optimized focusing on the two main factors: firstly, the downhole tapered part that goes into horizontal section should be as light weight as possible; secondly, the middle part that goes into the deviated section of the well, on a contrary, should be as heavy as possible. All in all, the investigation on the new design is a separate topic outside the scope of this article.

обнаружена, может быть уже поздно перерабатывать программу и приходить к какому-либо решению, что приводит к осложнениям и увеличению времени операции.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Поскольку Ванкорское месторождение продолжает расти, все больше скважин вводится в эксплуатацию, роль КУ также меняется. Для преодоления текущих проблем и внесения изменений в выполнение работ проводятся исследования и разработка новых технологий для их дальнейшего применения на Ванкорском месторождении. Некоторые идеи заключаются в применении старых, проверенных в прошлом на других нефтяных месторождениях технологий, которые до сих пор не использовались на Ванкорском месторождении. Другие предполагают использование сделанного под заказ оборудования для преодоления уникальных проблем, возникающих в отдельных скважинах.

Подход в решении текущих проблем должен основываться на следующих принципах. На первом этапе перед спуском ГТ до конечной глубины необходимо очистить скважину путем удаления из нее максимально возможного количества рыхлого шлама при вызове притока. Практически это может быть реализовано при помощи азотного газлифта через установленные в лифтовой колонне циркуляционные отверстия или при помощи КУ с ГТ, опущенной на уровень 1000–1500 м по вертикали. После ввода скважины в эксплуатацию важно стабилизировать поток и контролировать темп отбора шлама. Концентрация твердых частиц в потоке также должна быть стабильной и находиться на уровне среднего коэффициента для месторождения. Только после этого можно принимать решение о переходе на второй этап колтюбинговой операции.

На втором этапе требуется убрать все затвердевшие отложения (АСПО или комбинированные соединения АСПО и других твердых веществ) с труб и ствола скважины при помощи соответствующей очистки. Одним из самых эффективных способов очистки является применение вращающихся гидромониторных насадок высокого давления. Ударная сила реактивной струи удаляет отложения, и они увлекаются потоком жидкости. Вращение насадки гарантирует, что ее действие полностью охватит всю внутреннюю часть трубы. Дополнительная польза от вращения заключается в добавлении турбулентного течения к потоку жидкости, что усиливает ее способность транспортировать частицы. Гидромониторная насадка высокого давления, соответствующая современному техническому уровню, была применена на Ванкорском месторождении для очистки сетчатых трубных фильтров и лифтовой колонны скважин от АСПО. Самовращающаяся промывочная головка гидромонитора с возможностью контроля скорости вращения специально разработана для очистки скважин от отложений. Мощные реактивные струи эффективно производят очистку на большой площади. Сила реакции струи вызывает центробежное

Other issues faced by the coiled tubing operations are the same as all other oil fields in the world.

Debris in the well, from the actual drilling operation or previous work over operations is not always accounted for in the well files. This gap in information can lead to un-anticipated coiled tubing job problems. Regrettably, by the time the problem is identified, it is generally too late to re-design the program and arrive at a solution.

NEW TECHNOLOGIES

As the Vankorskoe field continues to grow, with more wells coming on line, the role of the coiled tubing units are also changing. In order to meet the current challenges and to address the changes in operations, new technologies are being investigated to work in the Vankorskoe field. Some ideas are old technology, proven in the past in other oil fields, but so far, have not been used in Vankorskoe, others are custom solutions to be used on the unique challenges provided by these wells.

The approach to resolve the current issues should be based on the concept of cleaning the wellbore by removing maximum loose solids in the well before the coiled tubing is run to the total depth as the first stage. Practically, it can be realized by kicking off the well with nitrogen through the installed circulation ports in the tubing or with coiled tubing that will be run to the depth of 1000–1500 m as determined by gas lift simulation. Once the well starts to produce, it is important to stabilize the flow and monitor the solids flowback rate. The concentration of solids in the flow should be also stabilized at the field average ratio before the decision to proceed with the second stage of coiled tubing operation is taken.

At the second stage, it is required to remove all consolidated deposits like wax or mixed wax-solids precipitates from the tubular and wellbore by jetting across the wellbore and screens. One of the most effective methods to remove the debris is a rotating high pressure jet nozzles. The impact force from the jets causes the debris to dislodge and become entrained in the fluid stream. The rotation of the nozzle ensures that full 360° coverage of the inside of the tubular is achieved. A secondary benefit to the rotation is the introduction of turbulent flow to the fluid stream which enhances the particle carrying capacity of the fluid. A state of the art high pressure rotating jetting nozzle has been introduced to the Vankorskoe field to perform wax clean out operations in the screen section, as well as the production tubing section of these wells. A speed controlled self rotating swivel designed for coil tubing well service operations to clean out buildup in the wells. The powerful jets cover a large area for efficient cleaning, with the jet reaction force it powers the rotation of the head to swivel in

движение головки гидромонитора со скоростями порядка от 200–400 (гидромонитор первого порядка) до 2000 (гидромонитор второго порядка) оборотов в минуту. Вращающаяся гидромониторная насадка позволяет струе воздействовать на ствол скважины под углами 45° и 90°, что гарантирует полное покрытие зоны обработки. Насадка также совместима с кислотами и азотом. При непосредственной работе в скважинах Ванкорского месторождения гидромониторная насадка работала в оптимальном режиме, обеспечивая как ударную силу для удаления любых твердых отложений, образовавшихся на трубных фильтрах, так и вращение, необходимое для турбулентного течения жидкости. Рабочая скорость 3 м/мин гарантировала, что трубные

фильтры были полностью обработаны. Отбор проб на КВЧ в процессе выполнения операций подвергался анализу в лабораторных условиях и свидетельствует об эффективной работе и правильности предположения о состоянии скважины до выполнения работ.

Из-за того что каждый участок сетчатого трубного фильтра при заданной ударной силе подвергается многократному воздействию струи, степень очистки скважины от твердых отложений составляет порядка 100% или весьма близка к этому значению. Турбулентное течение, создаваемое вращающимися насадками, гарантирует, что твердые частицы будут увлекаться потоком жидкости. Скорость восходящего потока, который формируется в области трубных фильтров и лифтовой колонны, обеспечивает перемещение твердых частиц на поверхность. Частые рейсы при спуско-подъемных операциях помогают поднимать шлам, застрявший в обсадной колонне.

Как было отмечено, образование АСПО на ГТ и внутри лифтовой колонны является постоянной проблемой. Использование циркуляции горячей нефти – текущее решение проблемы чрезмерных отложений на внешней поверхности ГТ. Для улучшения очистки и снижения степени осаждения проводятся испытания нового ингибитора АСПО, который заранее примешивается к промывочным жидкостям на основе дегазированной сырой нефти высокой температуры. Лабораторные тесты показали, что ингибитор может значительно сместить температуру застывания парафина в сырой нефти при условиях, характерных для скважин Ванкорского месторождения, и тем самым предотвратить осаждение АСПО на ГТ во время ее размещения.



a centrifugal motion in speeds up to 200–400 rpm. The rotating jetting nozzle provides a jet impact at both 45° and 90° to the well bore to ensure complete coverage. The nozzle is also designed to be compatible with acid as well as nitrogen. Under actual jobs in Vankorskoe field wells, the jetting tool performed at its' optimum providing both the jetting action required to loosen any hard debris built up on the screens as well as the rotation required to set the fluid into turbulent flow. The running speed of 3 m/min ensured that there was full coverage within the screens. The solids flowback during the operations has read around 1400 mg per liter of fluid that indicates its cleaning efficiency and the correctness of assumption on pre-job well conditions.

Due to the multiple jetting passes that each section of the screen received at the applied jetting force, the cleaning of solid debris would be at or near 100%. The turbulent flow generated by the rotating nozzles ensures that the debris is entrained in the fluid flow. The annular velocities generated in the screen section and in the production tubing ensures removal of the debris to the surface. The frequent wiper trips help to lift any debris that may be trapped in the casing section.

The formation of wax and paraffin deposits on the coiled tubing and inside the production tubular is an ongoing problem. The use of hot oil circulation is the current solution to prevent excessive build up on the exterior of the coiled tubing. However, the use of new wax inhibitor that is pre-mixed

Когда скважина очищена, можно спускать инструменты для проведения каротажа в эксплуатационной скважине на ГТ в стандартной компоновке или с вибрационным инструментом AGitatortm с кабельным вводом. В этой версии кабель может обойти ту часть инструмента, которая генерирует вибрации, и запитать непосредственно комплекс каротажных инструментов. Инструмент AGitatortm гарантирует, что глубина, достигнутая при выполнении нормализации и испытательных спусков, снова может быть достигнута при выполнении каротажа. После решения проблемы с очисткой скважины также может рассматриваться возможность спуска на ГТ устройств для позиционирования (трактор).

Одним из нововведений на Ванкорском месторождении является возможность проведения интенсификации производительности скважины. Один из аспектов данной проблемы – оптимизация производительности трубных забойных фильтров. Ранее уже было описано, что при бурении используются приготовленные буровые растворы на водной основе, состоящие из полимеров, крахмала и понизителей водоотдачи с CaCO_3 в качестве основного компонента (содержание в объеме <3%). Базовой жидкостью является минерализованная вода с 9%-м содержанием KCl. Различные модификации этого бурового раствора используются для глушения скважин и на стадиях заканчивания. Очистка скважины после получения данных эксплуатационного каротажа может понадобиться для открытия непродуктивных интервалов и удаления оставшихся твердых образований, а также органических веществ, осажденных между трубными фильтрами и стволом скважины, что оптимизирует производительность скважины и уменьшит депрессию на пласт. Для очистки может быть применена радиальная гидромониторная насадка в купе с оптимизированной комбинацией растворителя и кислоты. Ко второму аспекту относится возможная необходимость проведения обработки призабойной зоны пласта для улучшения и восстановления ее проницаемости. Так как основные продуктивные интервалы Ванкорского месторождения ограничены пластами, относящимися к нижнему меловому периоду, и представлены в основном глинистой породой с неравномерным чередованием песчаника, алевролита и аргиллита, представляется возможным предугадать вероятное ухудшение проницаемости от перемещения глин из-за высоких темпов добычи газа и нефти, набухания глин из-за увеличивающегося прорыва пластовой воды в скважину из водоносного пласта или из скважин ППД и органических отложений, образовавшихся вследствие изменения давления. Все еще необходимо проанализировать экономическую эффективность структурной кислотной обработки, но очевидно, что с помощью колтюбинговых технологий это можно сделать эффективно. ☉

Авторы благодарны компаниям «Роснефть» и Trican Well Service за возможность представить эту статью.

with the circulation fluids represented by heated weathered crude oil has been investigated. The laboratory tests have shown that the inhibitor can significantly move the pour point of paraffin in the crude oil under the conditions of Vankorskoe wells and thus prevent the precipitation of wax on coiled tubing and the well tubular during coiled tubing placement.

When the hole is clean, it becomes possible to run the production logging tools on coiled tubing with e-line version of a vibrating tool AGitatortm. This version has the ability to have the wireline bypass in the vibration generating section of the tool and then carry on past the tool to a logging suite. This tool would ensure that the depths reached when performing clean out and dummy runs can be repeated when performing logging jobs. Once the issue with the wellbore cleaning is solved, the opportunity to run coiled tubing tractors will be investigated as well.

One of the new applications for Vankorskoe field is the possibility of well productivity stimulation. One aspect of the issue lies in the screen / equalizer performance optimization. As it has been described earlier, the drilling uses RDF water based muds consisting of polymers, starch, and fluid loss agents with CaCO_3 as the main component but <3% in volume. The base fluid is 9% KCl brine. Different modifications of this mud are used for well killing operations and at completion stages. The clean-out treatment after the results of production logging are gained may be required to open non-producing intervals and to remove the residual solids and precipitated organic matter between the screens and wellbore to optimize well production and applied drawdown. This will involve the radial jetting action with optimized solvent/acid combination. As the second aspect, the formation near-wellbore zone can require the stimulation application to restore and to enhance its permeability. As the main pay zones for the Vankorskoe field are confined to Lower Cretaceous formations and represented by alternation of mainly clayey rock with irregular alternation of sandstones, siltstones and mudstones, the potential damage by clay migration due to high gas and oil production rates, clay swelling with increasing water breakthrough from aquifer or water flooding and organic deposition due to the changing pressure environment may be envisaged. The economic efficiency of matrix acidizing still has to be analyzed but it is obvious that its placement can be done effectively with coiled tubing conveyance. ☉

The authors would like to thank Rosneft Oil Company and Trican Well Service for the opportunity to present this paper.



3-я Китайская Международная Выставка Нефтяного и Нефтегазового Оборудования и Технологий

Дата: **18-20** Окт , 2010

Место: город Дуньин, КНР

Тел: 86-10-85592516-0 Email: cr@cipee.com.cn

China's Most Significant Oil & Gas Show

Date: **18-20** October , 2010

Venue: Dongying City, China

Tel: 86-10-85592910 Email: info@cipee.com.cn



СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОНИКАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БЕЗВОДНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В ПОРИСТУЮ СРЕДУ

COMPARATIVE EVALUATION OF HOW OIL-BASED ANYDROUS CEMENTING SLURRIES PENETRATE INTO POROUS MEDIUM

Л.А. МАГАДОВА, ЗАО «Химеко-ГАНГ», Н.Н. ЕФИМОВ, В.Б. ГУБАНОВ, М.Н. ЕФИМОВ, Институт промысловой химии
при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

L.A. MAGADOVA, Khimeko-GANG, N.N. EFIMOV, V.B. GUBANOV, M.N. EFIMOV, Institute of Field Chemistry
at Gubkin Russian University of Oil and Gas

Одним из эффективных реагентов для изоляции водопритоков в добывающие скважины является селективный безводный тампонажный раствор на углеводородной основе (БТРУО). Данный состав представляет собой суспензию цемента в дизельном топливе с композицией ПАВ, которая регулирует вязкость, фильтрационные потери, седиментационную устойчивость, скорость образования цементного камня [1]. В зависимости от размера частиц цемента состав БТРУО подразделяется на марки МИКРО, МЕДИУМ, СТАНДАРТ.

После закачки БТРУО в ремонтируемую скважину состав превращается в прочный малопроницаемый камень при контакте с водой, с нефтью образования камня не происходит, и БТРУО легко вымывается из скважины [2].

Целью данной работы являлась разработка методики для сравнительной лабораторной оценки проникающей способности БТРУО в пористую среду.

Из литературных данных известно, что проникающую способность цементного раствора определяют максимальный размер частиц и распределение частиц цемента по размерам [3]. Средний размер частиц цемента может быть оценен по удельной поверхности (m^2/kg). Чем меньше средний размер частиц цементной смеси, тем выше удельная поверхность.

Параметры использованных в исследованиях составов БТРУО приведены в таблице 1.

Для оценки проникающей способности БТРУО была проведена серия фильтрационных экспериментов на многофункциональной фильтрационной установке высокого давления HP-CFS с использованием насыпных моделей

Ahydrous oil-based cementing slurry (AOBCS) is one of the chemical agents, which can be effectively used for water shut-off in producing wells. This chemical agent is cement suspension in diesel fuel with surfactant, which helps adjust viscosity, filtration loss, sedimentation properties and cement stone formation rate [1]. Depending on cement particle size, AOBCSs fall into three categories: MICRO, MEDIUM, STANDARD.

After being injected into a serviced well, AOBCS transforms, upon contact with water, into solid low-permeability stone, which doesn't form, however, when exposed to oil. The agent is then easily washed out from the wellbore [2].

The purpose of this paper is to develop methods for comparative laboratory evaluation of AOBCS's capability to penetrate into porous medium.

Reference sources tell us that cement slurry penetration quality is defined by maximum particle size and particle size distribution [3]. Mean particle size can be estimated by measuring its surface area (m^2/kg). The smaller mean particle size of cement slurry is, the bigger the surface area is.

Parameters of AOBCS agents used in this study can be found in Table 1.

A series of filtration tests have been carried out to evaluate penetration quality of AOBCS. The tests were done using a multifunctional high-pressure plant HP-CFS, as well as formation models. Concept scheme of the HP-CFS plant is presented in Figure 1.

As a result of preliminary study, which revealed that silica sand was not appropriate for achieving the objective, a proppant agent modeling fractured porous medium was chosen for the study. The study was carried out using proppant ForeProp fractions 16/30, 12/18 and 10/14, which can be divided by size into small, medium and coarse.

In order to evaluate and select a porous medium for further research, tests using hydrocarbon rich

Таблица 1 – Параметры использованных в исследованиях составов БТРУО
Table 1 – Parameters of AOBSCS agents, used in the study

	БТРУО МИКРО AOBSCS MICRO	БТРУО МЕДИУМ AOBSCS MEDIUM	БТРУО СТАНДАРТ AOBSCS STANDARD
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	1,4	1,55	1,79
Вязкость, мПа·с Viscosity, psi·sec	9,0 1305	18,0 2 611	36,0 5 221
Максимальный размер частиц цемента, мкм Maximum cement particle size, μm	16	50	110
Удельная поверхность цементной смеси, м ² /кг Cement slurry surface area, m ² /kg	1100	450	300

пласта. Принципиальная схема установки HP-CFS представлена на рисунке 1.

В результате предварительных исследований, показавших, что кварцевый песок не подходит для поставленной задачи, был выбран проппант, моделирующий трещиновато-пористую среду. Исследования проводились с использованием в качестве набивки проппанта марки ForeProp фракций 16/30, 12/18 и 10/14, которые по размерам условно можно разделить на мелкую, среднюю и крупную.

Для оценки и выбора пористой среды для дальнейших исследований были проведены исследования на углеводородонасыщенных моделях, в которых оценивалась проникающая способность БТРУО СТАНДАРТ, обладающего максимальным размером частиц, в модели пласта с набивкой из различных фракций

models were done. The models were used to assess penetration quality of AOBSCS STANDARD, having the maximum particle size. Packing of the formation model consisted of proppant of different fractions (10/14, 12/18, 16/30). AOBSCS agent was injected into the model from a vertically placed high-pressure vessel under pressure of nitrogen coming from cylinder.

The experiments made it possible to plot charts showing relative depth of penetration and critical pressure of AOBSCS STANDARD in relation to applied proppant fraction. The charts are presented in Figure 2.

Relative penetration depth is defined, in our case, as relation between AOBSCS penetration depth and formation model length. Critical pressure is maximum pressure, under which AOBSCS filtering into formation model stops.

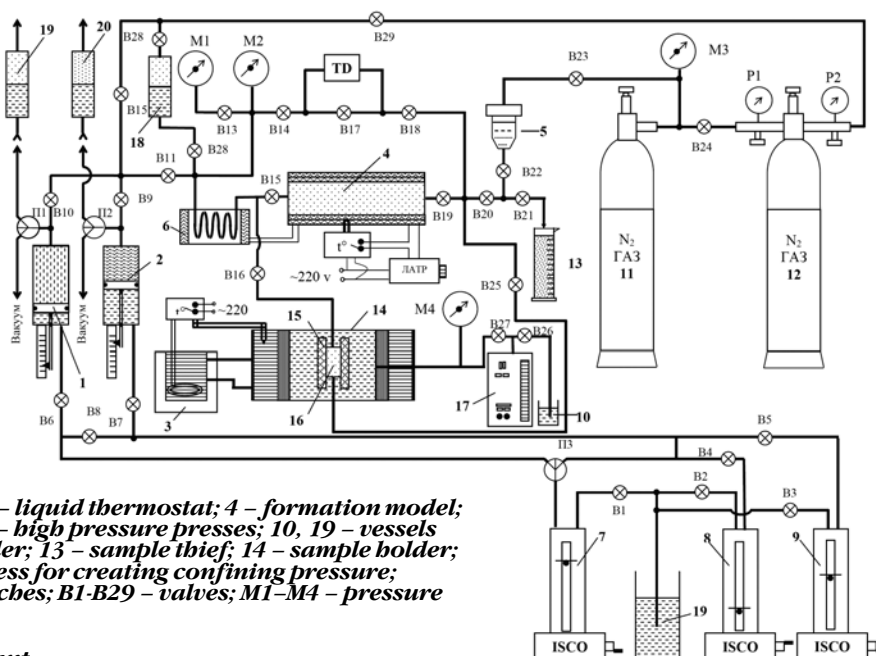
Figure 2 demonstrates that AOBSCS STANDARD agent can completely penetrate into formation

1–2 – поджимки с разделительными поршнями для подачи реагентов;
 3 – жидкостной термостат; 4 – модель пласта;
 5 – система противодавления;
 6 – нагревательный элемент;
 7–9 – прессы высокого давления (ISCO);
 10, 19 – сосуды с маслом для заполнения прессов;
 11–12 – газовые баллоны;
 13 – пробоотборник;
 14 – держатель образца;
 15 – манжета резиновая;
 16 – образец ядра;
 17 – пресс для создания давления обжима;
 18–20 – сосуды высокого давления;
 П1–П3 – переключатели;
 В1–В29 – вентили; М1–М4 – манометры;
 ТД – дифманометр.

Рисунок 1 – Принципиальная схема установки HP-CFS

1–2 – dividing piston for reagent feeding; 3 – liquid thermostat; 4 – formation model;
 5 – counterpressure system; 6 – heater; 7–9 – high pressure presses; 10, 19 – vessels with oil for press feeding; 11–12 – gas cylinder; 13 – sample thief; 14 – sample holder;
 15 – rubber collar; 16 – core sample; 17 – press for creating confining pressure;
 18–20 – high-pressure vessels; П1–П3 – switches; В1–В29 – valves; М1–М4 – pressure gauges; ТД – differential pressure gage.

Figure 1 – Concept scheme of the HP-CFS plant



проппанта (10/14, 12/18, 16/30). Подача БТРУО в модель производилась из вертикально расположенного сосуда высокого давления под давлением азота из баллона.

По результатам экспериментов были построены графики относительной глубины проникновения и критического давления БТРУО СТАНДАРТ в зависимости от применяемых фракций проппанта. Графики представлены на рисунке 2.

Относительной глубиной проникновения в нашем случае является отношение глубины проникновения БТРУО к длине модели. Критическим давлением является максимальное давление, при котором прекращается фильтрация БТРУО в модель пласта.

Из рисунка 2 видно, что состав БТРУО СТАНДАРТ полностью проникает только в модель пласта, заполненную крупной фракцией проппанта 10/14. В модель пласта, заполненную фракцией 12/18, БТРУО СТАНДАРТ проникает на относительную глубину проникновения 0,66, а в модель, заполненную мелкой фракцией 16/30, БТРУО СТАНДАРТ проникает на относительную глубину проникновения 0,1. С уменьшением размера частиц проппанта возрастает критическое давление.

В следующей серии экспериментов по оценке проникающей способности различных марок БТРУО было решено использовать крупную фракцию проппанта 10/14, насыщенного водой для моделирования закачки БТРУО в водонасыщенный пласт. Было замечено, что в процессе закачки происходила реакция цементного состава с водой и он приобретал высокую вязкость. Поэтому было решено перед закачкой БТРУО в качестве буфера закачивать углеводородную жидкость – керосин.

Следует отметить, что в реальном процессе закачка в ремонтируемую скважину гидрофобной буферной жидкости перед БТРУО позволяет оттеснить воду от скважины, избежать нежелательного контакта БТРУО с водой вблизи забоя скважины, глубже закачать БТРУО в пласт и тем самым повысить эффективность ремонтно-изоляционных работ.

При исследовании проникающей способности БТРУО первоначально модель насыщалась водой, затем проводили закачку буфера (керосина) в объеме $1 V_{\text{пор}}$, после чего оценивалась проникающая способность БТРУО разных марок в модель пласта, содержащую остаточную воду.

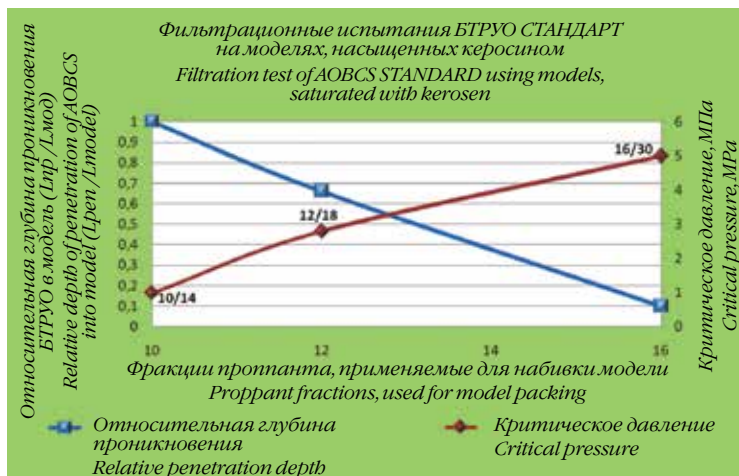


Рисунок 2 – Зависимость относительной глубины проникновения и критического давления БТРУО в модель пласта от размера частиц проппанта
Figure 2 – Relation between relative penetration depth and critical pressure of AOBСS and proppant particle size

model, provided that its packing is coarse fraction proppant 10/14. In model, filled with 12/18, the relative penetration length of AOBСS STANDARD reaches 0.66, whereas in small 16/30 fraction, the relative penetration length of the agent is 0.1. As the proppant particle size decreases, the critical pressure gets higher.

While carrying out another series of tests to evaluate penetration quality of different AOBСS grades, coarse 10/14 proppant fraction was employed. It was waterlogged for modeling AOBСS injection into a water-saturated bed. While the injection process, reaction between cement slurry and water was observed, as the slurry became highly viscous. For this reason, it was decided to inject kerosene, a hydrocarbon liquid before injecting AOBСS, as it would act as spacer.

It is important to note, that in real circumstances hydrophobic spacer fluid being injected into serviced well before AOBСS, helps to keep water away from wellbore, avoid unwanted contact between water and AOBСS near the bottomhole, inject the agent deeper into formation and, thus achieve more successful squeeze job results.

For study of AOBСS penetration quality, the model was first saturated with water, then the spacer (kerosene) was injected in the volume of $1 V_{\text{пор}}$. After that, it was evaluated how well AOBСS of different grades penetrated into formation model, containing irreducible water.

The experiments using models, packed with 10/14 fraction proppant with irreducible water saturation made it possible to plot charts showing critical pressure and relative depth of penetration depending on particle size of different AOBСS grades. The charts are presented in Figure 3.

По результатам экспериментов на насыпных моделях, заполненных фракцией проппанта 10/14 с остаточной водонасыщенностью, были построены графики критического давления и относительной глубины проникновения в зависимости от размера частиц БТРУО различных марок. Графики представлены на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, полностью проник в модель лишь состав БТРУО МИКРО. БТРУО МЕДИУМ проник на глубину 2/3 от длины модели. БТРУО СТАНДАРТ проник на относительную глубину 0,05. Видно, что с увеличением размера частиц БТРУО требуется большее давление для закачки в модель пласта.

Таким образом, в результате проведенных серий фильтрационных экспериментов была выбрана стандартная набивка насыпной модели в виде крупной фракции проппанта 10/14, которая и использовалась далее для сравнительной оценки проникающей способности разных марок БТРУО.

В результате проведенных фильтрационных экспериментов была экспериментально подтверждена эффективность закачки буфера перед закачкой БТРУО и оценена проникающая способность БТРУО в модель с остаточной водонасыщенностью.

На основании проведенных фильтрационных экспериментов были выработаны рекомендации по использованию БТРУО на промысле в зависимости от типа коллектора и приемистости скважин:

- БТРУО СТАНДАРТ предлагается для закачки в скважины с очень высокой приемистостью (более 600 м³/сут при 10 МПа) с карбонатным трещиноватым коллектором;
- БТРУО МЕДИУМ предлагается для закачки в скважины с высокой приемистостью (400–600 м³/сут при 10 МПа) с карбонатным слабо-трещиноватым или терригенным трещиноватым высокодренированным коллектором;
- БТРУО МИКРО предлагается для закачки в скважины со средней и низкой приемистостью (200–400 м³/сут при 10 МПа) с карбонатным и терригенным коллектором. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных скважинах с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе / Т. В. Хисметов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №6. – С. 50–53.
2. Тампонажный раствор «НЦР ХИМЕКО-ВМН» / М. А. Силин [и др.] // Патент России №2357999, 10.06.2009.
3. Гаршол, Ф. Кнут. Предварительное укрепление грунтов при проходке горных туннелей / Ф. Кнут Гаршол – Женева, 2007. – С. 66–67.



Рисунок 3 – Зависимость относительной глубины проникновения и критического давления при закачке БТРУО в модель пласта, заполненную проппантом фракции 10/14, от максимального размера частиц БТРУО

Figure 3 – Relation between relative penetration depth and critical pressure, observed while injecting AOBCS into formation, packed with 10/14 fraction proppant and maximum AOBCS particle size

Figure 3 demonstrates that only AOBCS MICRO has completely penetrated into formation model. AOBCS MEDIUM reached 2/3 of the total model length. AOBCS STANDARD reached the relative depth of 0.05. It is thus apparent that as AOBCS particle size increases, higher pressure is required to inject the agent into formation.

Thus, after a series of filtration experiments, a standard model packing – coarse 10/14 fraction proppant – was selected. This model was used in further penetration quality evaluation of different AOBCS grades.

The conducted filtration experiments proved the efficiency of spacer injection before AOBCS, and enabled to evaluate how well AOBCS can penetrate into a model with irreducible water.

The experiment described above made it possible to lay down guidelines on the use of AOBCS in field operations, with respect to reservoir type and water-intake capacity of well:

- AOBCS STANDARD is recommended for injection into wells with very high water-intake capacity (more than 600 м³/day @ 1450 psi) in carbonate fractured reservoir;
- AOBCS MEDIUM is recommended for injection into wells with high water-intake capacity (400–600 м³/day @ 1450 psi) in carbonate little-fractured or terrigenous fractured highly-drained reservoir;
- AOBCS MICRO is recommended for injection into wells with average or low water-intake capacity (200–400 м³/day @ 1450 psi) in carbonate and terrigenous reservoir. ☉

РАЗРАБОТКА И ТЕСТИРОВАНИЕ НОВОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

DEVELOPMENT OF AND RESULTS FROM A NEW COILED TUBING INSPECTION SYSTEM

Родерик К. СТЕНЛИ, ItRobotics, IOS-PCI и Coiled Tube Resource Management
Roderic K. STANLEY, ItRobotics, IOS-PCI, and Coiled Tube Resource Management

ВВЕДЕНИЕ

Мы создали систему, позволяющую проводить проверки а) корпуса и б) сварных швов новых и бывших в употреблении электросварных гибких труб (ГТ) из углеродистой стали методом неразрушающего контроля. Система полного контроля предусматривает 4 различные функции: измерение внешнего диаметра и овальности ГТ, обнаружение и оценку внутренних и внешних дефектов, измерение толщины стенки ГТ. Все измерения производятся бесконтактным способом. Система образует магнитное поле вдоль роликового шва и ищет в этом месте изменения в магнитном потоке или проницаемости. Передовые системы обработки данных используются для отображения рассеяния магнитного потока за счет аномалий в стенках ГТ [1]. Подобные системы могут быть интегрированы в колтюбинговые установки и настроены таким образом, чтобы учитывать модели усталости ГТ [2], что в результате позволит оценивать потери усталостной прочности из-за дефектов в ГТ.

В данный момент две такие системы функционируют на заводах по производству ГТ, а еще одна – в коммерческой фирме, занимающейся проверкой нефтегазопромысловых труб. Результаты проверок, осуществленных при помощи данного оборудования, представлены в этой статье.

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СИСТЕМАМ

1. СИСТЕМА ПОЛНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Система полного контроля и мониторинга состояния ГТ была разработана с использованием бесконтактных электромагнитных методов контроля. Разработка проходила с учетом

ABSTRACT

We have now built systems that will perform NDE inspections of a) the body and b) seam weld of new and used electric-weld coiled carbon steel tubulars. The full body inspection system provides 4 functions: OD and ovality measurement, internal and external imperfection detection and assessment, and wall thickness measurement, all by non-contact measurements. The magnetizing system places a high magnetic field across the seam weld, and searches for either flaws or permeability variations therein. Advanced forms of data processing are used to image the magnetic flux leakage [1] (MFL) from wall anomalies. Systems may be built into coiled tubing (CT) rigs, and can be configured to add fatigue models [2], so that fatigue loss due to tubing defects can be assessed.

Two systems are in operation in CT mills, while one operates for a commercial oil country tubular goods (OCTG) inspection company. Results from inspections using these tools are presented.

INSPECTION REQUIREMENTS

1. FULL CT INSPECTION SYSTEM

A full CT inspection and monitoring system was developed using non-contact electromagnetic methods, with the following requirements:

- Be able to inspect new and in-service tubing.
- Full body inspection for maximum, minimum wall and average wall thicknesses.
- Detection of imperfections and defects.
- Measurement of OD and ovality.
- Ability to overwrite false indications.
- Ability to perform some prove-up in-line.
- Be openable, so as to be able to inspect only parts of tubes.

2. SEAM WELD SYSTEM

- Detection of imperfections and defects in the seam

следующих требований к системе:

- а) Возможность контроля как новых, так и уже находящихся в эксплуатации ГТ.
- б) Способность осуществлять исследование всей трубы, с максимальной, минимальной и средней толщиной стенки.
- в) Умение находить изъяны и дефекты.
- г) Возможность определять внешний диаметр и овальность труб.
- д) Способность перезаписи ложных показаний.
- е) Способность осуществлять проверки в операционном режиме.
- ж) Способность открываться, чтобы была возможность проверять отдельные части ГТ.

2. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ ШВОВ

- а) Умение находить изъяны и дефекты сварных швов электросварных ГТ.

ВОЗНИКШИЕ ПРОБЛЕМЫ

1. Опыт проведения проверок ГТ в центре технического обслуживания показал, что при перемещении трубы с одного узла намотки на другой происходит вибрация ГТ, что приводит к ложным срабатываниям контрольного оборудования. Приходится восстанавливать прежнее состояние приборов и проводить повторные проверки для того, чтобы определить, являются ли показания подлинными. Новая система должна стремиться подавлять подобные показания. Там, где они все же сохраняются, должна быть возможность вернуться к начальному состоянию приборов и перезаписать данные.
2. Колонны ГТ [3] большого диаметра (в диапазоне, например, от 44,5 мм до 88,9 мм) особенно подвержены износу из-за трения о края узла намотки и одна о другую. Износ также происходит о края увлекаемых при спуске или подъеме камней и т.п. Повреждения такого рода могут произойти после любой проверки, поэтому так важно осуществлять «входные проверки» ГТ.
3. Когда-то при размещении на колонне ГТ более ранней модификации системы, пришлось провести проверку всей колонны. После этого были приняты во внимание идеи о создании системы, способной открываться (см. рисунок 1).
4. Для размещения системы на колтюбинговой буровой установке или осуществления операций на шельфе необходимо пройти определенную сертификацию взрывозащиты АТЕХ, что пока не было сделано.

ОБЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ ДИЗАЙНА СИСТЕМЫ

В магнитной цепи используются постоянные супермагниты (мощность около 358,1 кДж/м³).

weld of electric welded pipe.

PROBLEMS ENCOUNTERED

1. Experiences with service center inspections of CT indicated that pipe flow from reel to reel causes vibrations that give false indications on inspection equipment. This causes much backing up and re-inspections to see if the indications are real. The new system must attempt to suppress such indications. Where they persist, it must be possible to back up and overwrite data.
2. Larger strings [3] [e.g. sizes 44.5 mm (1.75-in.) to 88.9 mm (3.500-in.)] especially suffer from chafing damage from the sides of the reel and the wraps themselves, and cuts from entrapped stones, etc., and this damage may occur after all mill inspections. This makes "receiving inspection" a real necessity.
3. Once an earlier type of unit was placed on the string, the entire string had to be inspected. Requests to



Рисунок 1 – Система контроля, способная открываться
Figure 1 – Openable Inspection System

produce an openable system have therefore been heeded (Figure 1).

4. To fit onto a CT rig, or perform work offshore will require certain Atex certifications, which we have not yet achieved.

SYSTEM DESIGN COMMONALITIES

Permanent supermagnet materials (45 MG-Oe) are used in the magnetic circuit to magnetize the tube walls (up to 0.250-in. thickness) to saturation. Hall effect sensors are then used in various configurations so as to detect magnetic flux leakage (MFL) from expected imperfections.

The output of the sensors vs. length along a string is processed by computer, and may be stored for retrieval and further study.

THE FULL BODY SYSTEM

While a major aim would be to fit a full body 4-function inspection system onto a CT rig, our studies have determined how difficult it would be to design a system that will assess defects in real time, on the rig, as the tubing is pulled from the well at high speed. However, while we have shown that this is possible, research has also lead us to develop systems where NDE would be less of a challenge, i.e. in mills, service centers, and pipe-yards. The aim, however, remains to

Они намагничивают стенки труб (толщиной вплоть до 6,35 мм) до насыщения. Далее датчики, работающие на основе эффекта Холла, используются в различных конфигурациях для определения рассеяния магнитного потока (РМП) из-за дефектов в стенках ГТ.

Показания датчиков для каждого значения длины колонны ГТ обрабатываются компьютером и могут быть сохранены на постоянных носителях для их дальнейшего изучения.

СИСТЕМА ПОЛНОГО КОНТРОЛЯ

Хотя основной целью являлось размещение многофункциональной системы полного контроля на колтюбинговой буровой установке, наши исследования показали, насколько сложно будет создать систему, позволяющую оценивать дефекты в реальном времени, на буровой установке, так как ГТ поднимают из скважины на высокой скорости. Тем не менее мы показали, что создание подобной системы возможно. Кроме того, наши исследования привели нас к мысли о создании систем, для которых использование неразрушающих методов контроля было бы не такой сложной задачей. Такие системы могли бы использоваться на заводах по изготовлению ГТ, в центрах технического обслуживания и на трубных складах. Однако нашей целью остается разработка бесконтактных систем для проведения оценки дефектов ГТ в реальном времени.

Настоящая система полного контроля имеет конфигурации сенсоров, подходящих для ГТ, диаметром от 31,75 мм до 73,03 мм. Также уже существует модификация системы на базе внутренних автоматических устройств, которая приспособлена для ГТ диаметром 88,9 мм и больше.

Кольца холловских датчиков [4] расположены в четырех башмаках, которые подпружинены к внешнему диаметру ГТ. Датчики используются в системах, измеряющих толщину стенки и проводящих дефектоскопию. Шесть съемных датчиков вихревых токов используются для измерения диаметра труб, а электроника затем производит расчет их овальности. В некоторых случаях для измерения овальности также могут использоваться контактные датчики. Измерение расстояния выполняется с помощью специального барабана.

Данные обрабатываются четырьмя параллельно работающими компьютерами и выводятся на небольшой портативный компьютер с операционной системой Windows. Стандартное отображение данных (см. рисунок 2) имеет несколько окон, показывающих информацию для каждого значения расстояния от фиксированной

develop non-contact systems that will perform real-time assessment.

The present full-body system has sensor configurations from 1.250-in. to 2.875-in. diameter. [Internal robots already exist for 3.5-in. CT and larger coiled line pipe (CLP)].

Rings of hall-effect sensors [4] are located in 4 shoes that are spring-loaded against the tubing OD for the wall measurement and flaw detection systems. Six eddy-current lift-off probes are used to measure diameter, and the electronics then compute ovality. Contact probes may also be used for ovality measurement in some circumstances. Distance measurement is accomplished with a wheel.

The data are processed by 4 computers running in parallel and viewed on a laptop in Windows. The standard display (Figure 2) has several windows that present the following against distance from a fixed point:

- a) a speed indicator (upper left corner);
- b) a fold-out colour map of all MFL signals on a wall thickness background;
- c) the amplitude of the MFL signals, with adjustable thresholds;
- d) the maximum, minimum, and average wall thicknesses on the same trace, in different colours;
- e) the maximum, minimum and average diameters;
- f) an ovality trace;
- g) an assessment of the vibration of the head;
- h) a window in which a small section of the MFL signals can be expanded so as to view a specific signal;
- i) alarm thresholds on wall thickness and ovality;
- j) a note pad (upper right) where the results of prove-up can be entered;
- k) a view of the pipe cylinder looking along the axis is shown. Both diameter and wall thickness are presented. This display is divided into octants, a red light in each of which will light up if a MFL signal in that octant exceeds a reference level;
- l) on the length axis, the first skelp-end weld has been selected as the origin of coordinates because it has more chance of being the only detectable fixed point on a CT string during its lifetime.

Figure 2 was taken on a 4.57 m (15-ft.) reference standard with a butt weld (center), a wall loss area (1/4 way along), and longitudinal (0.500-in.) and transverse (0.25-in.) ID and OD reference indicators.

SALIENT FEATURES

THE MFL MAP. Rainbow colours indicate levels of MFL, (and can be varied) with the seam weld noise clearly visible at 260-340 deg. The butt-weld shows on the wall channel because of its MFL. The wall loss area shows on the MFL, OD and ovality channels.

THE MFL AMPLITUDES. These are the largest of the

точки следующего характера:

- индикатор скорости (левый верхний угол);
- цветное сворачиваемое отображение всех сигналов РМП на фоне толщины стенки ГТ;
- амплитуда сигналов РМП с возможностью регулирования порога срабатывания сигнализирующего устройства;
- максимальное, минимальное и среднее значения толщины стенки на одном графике, обозначенные разными цветами;
- максимальное, минимальное и среднее значения диаметра ГТ;
- значение овальности ГТ;
- оценка вибрации конца трубы;
- окно, в котором можно увеличить небольшую область РМП-сигналов для рассмотрения отдельного сигнала;
- пороги срабатывания сигнализирующего устройства для значений овальности и толщины стенки ГТ;
- блокнот (правый верхний угол), где можно записывать результаты проверок;
- отображение цилиндрической поверхности трубы (вид в направлении оси). Представлены значения диаметра и толщины стенки ГТ. График разделен на восемь частей, в каждой из которых может загораться красный сигнал, если значение РМП-сигнала в этом октанте превышает установленный уровень;
- на оси, отображающей длину ГТ, в качестве начала координат был выбран первый стыковочный шов листового проката, поскольку он имеет больше шансов стать единственной точкой, которую можно будет обнаружить на колонне ГТ за весь срок ее службы.

Рисунок 2 был сделан при проведении тестовых измерений на стандартном образце длиной 4,57 м со стыковым сварным швом (расположенным в центре), областью истончения стенок (вдоль четверти всей длины образца), а также продольными (12,7 мм) и поперечными (6,35 мм) индикаторами исходного состояния внутреннего и наружного диаметров.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

ОТОБРАЖЕНИЕ РМП. Различными цветами обозначаются разные уровни РМП-сигналов, а также шум от роликового сварного шва, четко видимый в области 260–340 градусов (может изменяться). Стыковой сварной шов изображается на графике, показывающем толщину стенки, из-за

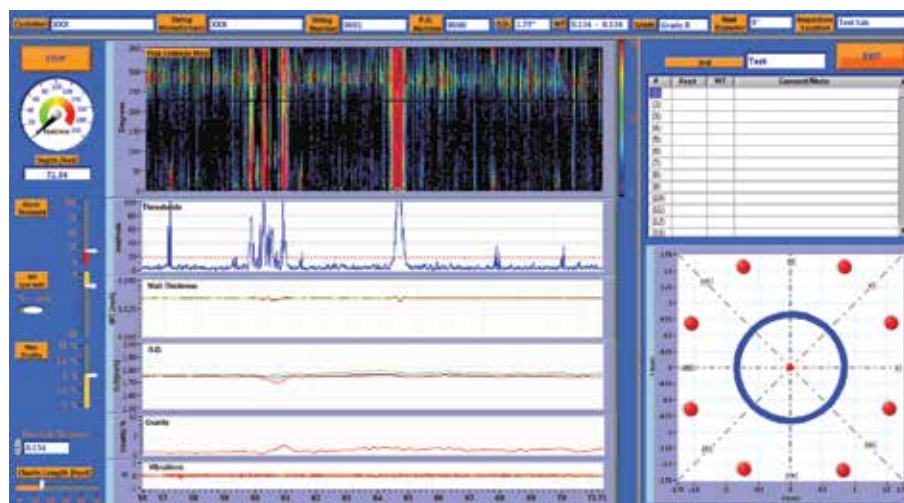


Рисунок 2 – Стандартное отображение данных проверки гибкой трубы
Figure 2 – Standard coiled tubing inspection screen

amplitudes from tangential hall element signals all of which can be seen on the map. An enlargement of two defects is shown in Figure 3. The length of the longitudinal EDM reference indicator is measurable on the left hand signal.

OVALITY CHANNEL. This shows about 3% at the wall loss area.

VIBRATION CHANNEL. This shows that none of the indications were caused by vibrations added into the tube.

MOVING PIPE CYLINDER MAP. Since the MFL from flaws as small as 1/32nd TDHs spreads out around the circumference of the tube (the MFL from such a reference indicator will appear in 5 sensors), more than one light can illuminate, so the largest signal is selected to represent the location of the imperfection. This makes signals from internal defects easier to prove up. The cylinder will turn into an ellipse (Figure 4) when the pipe section turns oval.

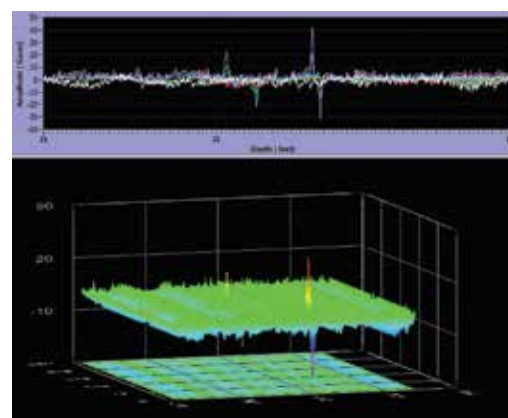


Рисунок 3 – Два дефекта на увеличенном фрагменте графика РМП, а также их 3D-изображение

Figure 3 – Two defects on an enlargement of the MFL channel, and a 3D map of the same

того что он сильно рассеивает магнитный поток. Область истончения стенки изображается на графиках, показывающих овальность, наружный диаметр и РМП.

АМПЛИТУДЫ СИГНАЛОВ РМП. Здесь представлены сигналы с тангенциальных холловских датчиков, имеющих наибольшие амплитуды, каждый из которых отображен на графике РМП. Увеличенный фрагмент графика, содержащий два дефекта, представлен на рисунке 3. Показания датчика, измеряющего длину продольного участка электроэрозионной обработки, измеряются по левому сигналу.

ОТОБРАЖЕНИЕ ОВАЛЬНОСТИ. На этом графике видно, что максимальное значение овальности (3%) достигается в области истончения стенок ГТ.

ОТОБРАЖЕНИЕ УРОВНЯ ВИБРАЦИИ. На графике видно, что нет никаких заметных признаков вибрации трубы.

ОТОБРАЖЕНИЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ ДВИЖУЩЕЙСЯ ТРУБЫ. Поскольку рассеяние магнитного потока за счет дефектов, не превышающее 1/32 суммарного коэффициента гармоник, распространяется вдоль окружности ГТ (РМП в таком случае будет зарегистрировано пятью датчиками), то может загореться более чем один красный сигнал. В таком случае определение положения дефекта будет проводиться по сигналу наибольшей величины.

Это позволяет легче проверять сигналы, поступающие от внутренних дефектов. Цилиндрическая поверхность принимает овальную форму (рисунок 4), когда участок трубы становится овальным.

При остановке в любой точке системы будет показана протяженность пройденного участка трубы и соответствующие параметры (диаметр, максимальная и минимальная толщина стенки, овальность).

ОБНАРУЖЕНИЕ СТЫКОВОЧНЫХ ШВОВ ЛИСТОВОГО ПРОКАТА. Поиск подобных швов с помощью традиционных счетчиков указал на то, что показания таких счетчиков могут быть весьма далеки от того места, где на самом деле находятся швы согласно свидетельству об испытаниях материала (см. рисунок 5). Таким образом, при рассмотрении вращения ГТ, удлинения колонны, а также при учете частей, удаленных с концов трубы, график РМП очень полезен при определении местоположения роликового сварного шва и стыковочного шва листового проката. Из-за того что плотность потока насыщения в области швов обычно отличается от таковой для ГТ, магнитные свойства этих швов отличаются от свойств самой трубы и поэтому легко могут быть выявлены. Такая разница магнитных свойств обусловлена прежде всего тем,

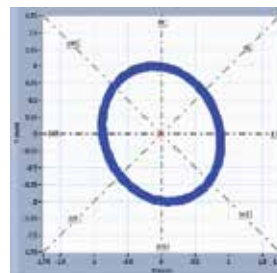


Рисунок 4 – Эллипс, показывающий наружный диаметр и толщину стенки овальной ГТ (рисунок смоделирован). По осям отложены дюймы

Figure 4 – Ellipse showing OD and wall thickness of oval tubing (This is a simulation). Axes are in inches

Stopping on any location will reveal the distance and relevant parameters (diameter, maximum and minimum wall thickness, ovality).

DETECTION OF SKELP-END (SE) WELDS. Searches for SE welds with conventional counters have shown that they can be a long way from where the material test

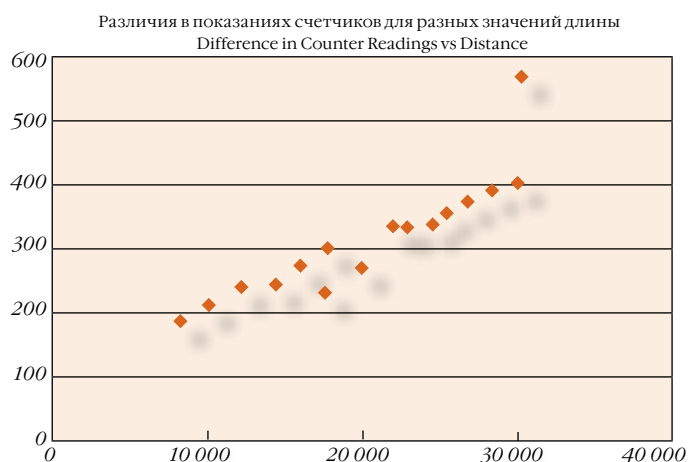


Рисунок 5 – График, демонстрирующий различия в определении положений стыковочных сварных швов при использовании двух разных заводских счетчиков на одной колонне ГТ. По осям отложены футы

Figure 5 – Plot of the difference in skelp-end weld locations from 2 mill counters on the same string. Both axes in feet

report indicates that they are (Figure 5). Thus, when considering pipe rotation, string stretch, and pieces removed from the ends of strings, the map is very useful in determining where both the seam weld and skelp-end welds actually are located. Because the saturation flux density at welds is generally different from that of the tubing itself, both welds are magnetically noisy and easy to detect (because of their physical anisotropy and different heat treatment).

Figure 6 shows MFL from a seam weld/skelp-end weld intersection. This is very recognizable by its angled orientation. These data were actually taken on the seam weld system, outlined below, so does not show the full 360 deg rotation of the weld around the tubing).

SIGNALS FROM BUTT WELDS. Once butt welds have been finished (outer surface crown removed), they become difficult to detect manually. Figure 7 shows the MFL signals from such a weld. This one has a peak-to-peak signal strength of ± 200 gauss. Here we also show an enhanced image, and the signals that it would

что швы физически анизотропны, а также тем, что они проходят особую термическую обработку.

Рисунок 6 показывает уровень рассеяния магнитного потока пересечением роликового сварного и стыковочного швов. Такое пересечение можно легко узнать по характерному угловому распределению. Фактически эти данные были получены системой определения роликовых сварных швов, описание которой представлено ниже, поэтому на рисунке не показано полное угловое распределение (360 градусов) РМПИ-швом.

СИГНАЛЫ ОТ СТЫКОВОЧНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ.

После того как стыковочные сварные швы сделаны (удалена верхняя часть наружной поверхности), их становится тяжело обнаружить вручную. Рисунок 7 показывает РМПИ-сигналы, исходящие от такого шва. На графике виден сигнал с двойной амплитудой мощностью в ± 200 гаусс. На этом рисунке также представлено увеличенное изображение, а сигналы, которые бы могли появиться на осевом рисунке (цилиндрическая поверхность), были подавлены. Для сигналов, поступающих от стыковочных сварных швов, характерна структура с четырьмя пиками. Также можно видеть, что существует необходимость в альтернативных методах контроля (таких как поперечные упругие ультразвуковые волны) для небольших, узких дефектов в стыковочных сварных швах.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РОЛИКОВЫХ СВАРНЫХ ШВОВ

Главной проблемой роликовых сварных швов является тот факт, что необходимо использовать очень качественное оборудование для того, чтобы быть уверенным в отсутствии каких-либо дефектов на всем протяжении длины ГТ. Также необходима хорошая система неразрушающего контроля для проверки соответствия качества роликовых сварных швов требуемым нормам. Нельзя полагаться на результаты последующих гидростатических тестов, точно так же как не подлежат исправлению большинство аномалий, возникающих в роликовых сварных швах [5].

Для обнаружения проблем в роликовых сварных швах, некоторые из которых («холодные» швы, шлаковые включения) находятся непосредственно в линии сплавления, с помощью магнитных методов необходимо, чтобы магнитная индукция имела компоненту под углом к

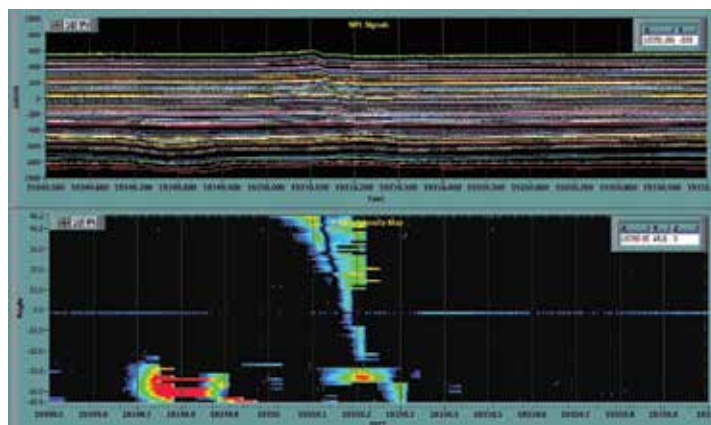


Рисунок 6 – РМПИ-сканирование вдоль области роликового сварного и стыковочного швов

Figure 6 – MFL scans across a seam weld/skelp end weld area

have caused on the axial (cylindrical) figure have been suppressed. The 4-peaked structure is typical of butt weld signals. One can also see the need for an alternate form of inspection, (such as shear wave ultrasound) for small, tight butt-weld defects.

THE SEAM WELD SYSTEM

The major problem with electric seam welds is that extreme quality measures have to be taken to assure that they are defect-free for the long lengths of tubing manufactured today, and a good NDT system is needed to assure that seam weld quality is consistently good. One can not rely on a subsequent hydrostatic test, and one cannot repair seam welds for most anomalies.

To detect seam weld problems [5], some of which (cold welds, penetrators) are in the weld line itself, if magnetic methods are to be used, the magnetic induction must have a component at an angle to the weld-line. Thus here, the magnetization is at 45 deg to the seam. Over 70 hall elements are used in arrays over the weld area only, since the tubing needs to be held in an area where it cannot rotate away from the sensor package.

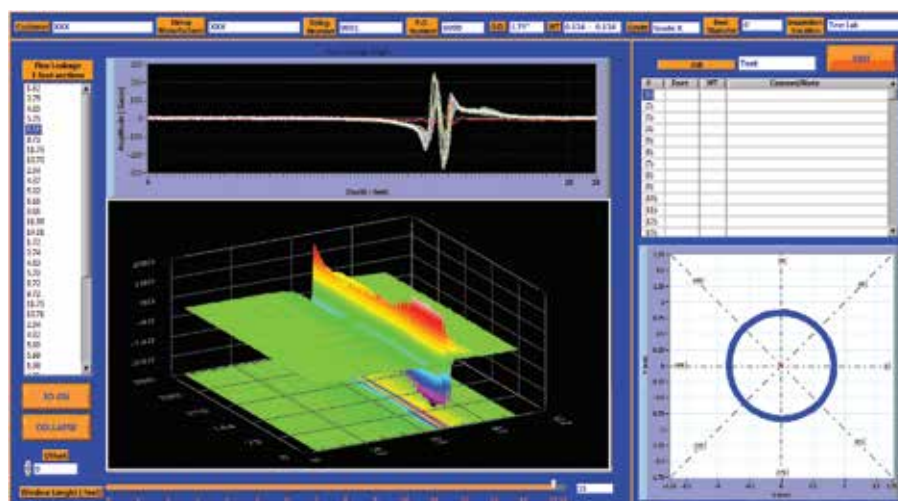


Рисунок 7 – Сигналы от стыковочного сварного шва

Figure 7 – Butt weld signals

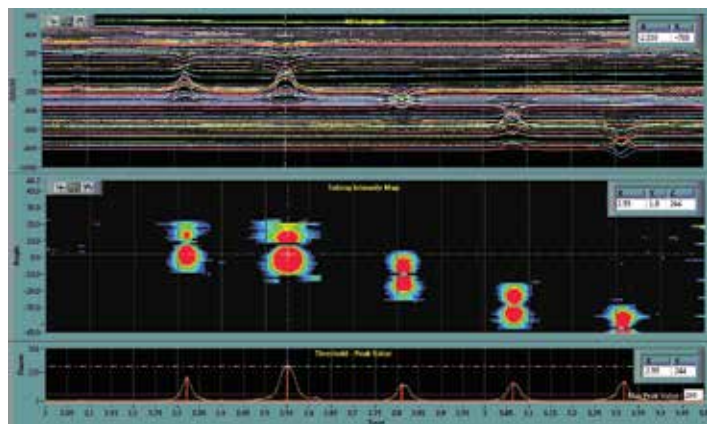


Рисунок 8 – Графики РМП над роликовым сварным швом и около него

Figure 8 – MFL traces over and close to a seam weld

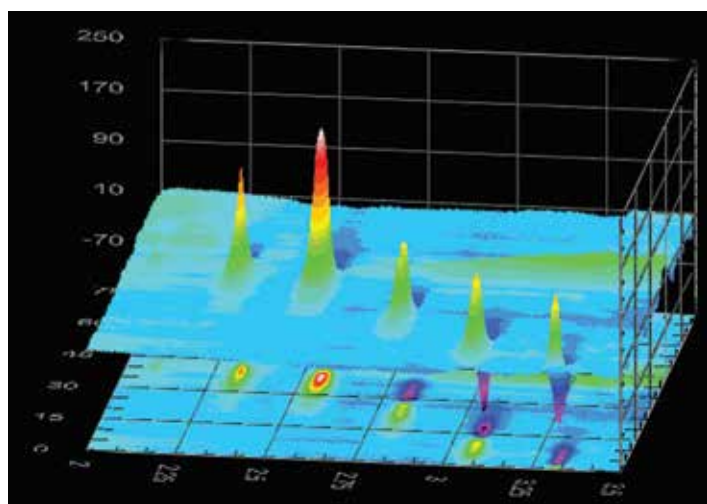


Рисунок 8а – Альтернативное трехмерное изображение графиков, представленных на рисунке 8

Figure 8a – Alternate 3D presentation of the MFL images shown in Figure 8

линии сплавления. Например, в нашей системе намагничивание происходит под углом в 45 градусов к шву. Массивы, состоящие более чем из 70 холловских датчиков каждый, используются исключительно для контроля над областью роликового сварного шва, поскольку труба должна удерживаться в области, где она не может отвернуться от сенсорного модуля.

ПРИМЕРЫ ГРАФИКОВ РМП

НЕБОЛЬШИЕ ДЕФЕКТЫ ВНЕ СВАРНОГО ШВА. На рисунке 8 показаны графики РМП, которое было зафиксировано 76-ю холловскими датчиками, расположенными по дуге над роликовым сварным швом с намагничиванием под углом в 45 градусов. На горизонтальной оси отложено расстояние 0,46 м. Показания, которые вы можете заметить на графике, моделируют РМП, которое может происходить за счет небольших кусочков стали,

EXAMPLES OF MFL IMAGES

SMALL OFF-WELD IMPERFECTIONS. Figure 8 shows MFL traces from 76 hall elements arranged in an arc over the seam weld with 45 deg magnetization. The horizontal axis here is 0.46 m (1.5-ft.) These indications simulate those that might be detected when small pieces of steel are rolled into the OD surface (buckshot). The pits they leave (shot-pits) are generally spherical, and of the order 0.05–0.25 mm (0.002–0.010-in.) deep. Their detection by MFL should then initiate their removal, and smoothing of the area, so as to eliminate stress concentration points in subsequent bending.

LONGITUDINAL NOTCHES. Figure 9 shows signals from small longitudinal EDM notches in the seam weld.

Here, seam weld magnetic noise can be filtered out. These would represent small open seams on the OD.

OTHER MFL TOOLS

Although most people in the NDT industry might not know it, there is probably more MFL NDT performed than any other method. (Consider the thousands of OCTG pipes inspected every day, the thousands of miles of pipeline and wire rope, the tank floors and sides, and the volume of steel inspected by MFL is substantial). There are literally hundreds of drill pipe inspection systems all over the world that have not seen substantial improvement in their detection sensitivity or signal processing and data presentation. The signal processing that we have been able to effect are retrofittable to many such MFL tools.

CONCLUSIONS

An openable system has been developed for the inspection of coiled tubing using advanced MFL processing that can be retrofitted to other MFL instruments.

The 4-function system measures wall thickness,

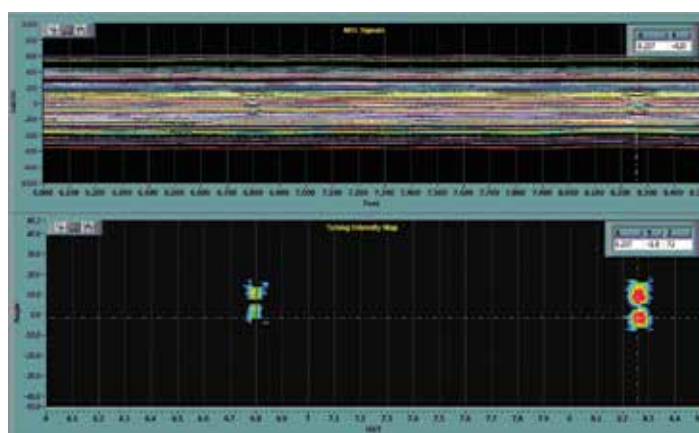


Рисунок 9 – Продольные зарубки в роликовом сварном шве с подавленными магнитными шумами

Figure 9 – Longitudinal notches in seam weld with seam magnetic noise reduced

попавших на внешнюю поверхность ГТ (корольки железа). Ямки, которые они оставляют на графике (ямки-дробинки) обычно имеют сферическую форму, а их глубина составляет порядка 0,05–0,25 мм. После обнаружения таких дефектов методом РМП необходимо их удалить и отшлифовать эту область, для того чтобы исключить возможность возникновения точек концентрации напряжений при последующем сгибании.

ПРОДОЛЬНЫЕ ЗАРУБКИ. На рисунке 9 показаны сигналы от небольших продольных зарубок в роликовом сварном шве, образовавшихся в результате электроэрозионной обработки.

Здесь были отфильтрованы магнитные шумы, индуцируемые роликовым сварным швом. То есть на графике представлены сигналы небольших открытых швов на внешней поверхности ГТ.

ДРУГОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РАБОТАЮЩЕЕ НА ОСНОВЕ РМП

Несмотря на то что большинство людей, занимающихся неразрушающей дефектоскопией, может и не знают этого, но дефектоскопия методом РМП применяется, наверное, чаще, чем любой другой метод. К примеру, можно рассмотреть тысячи насосно-компрессорных и обсадных труб, проверяемых каждый день, тысячи миль трубопроводов, проволочных канатов и цистерн. По всему миру существуют сотни систем контроля бурильных труб, которые не подвергались существенным модификациям чувствительности или модулей обработки и отображения данных. Обработка сигналов, которую мы смогли осуществить, дает возможность модернизировать множество таких систем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Была разработана система для проверки ГТ, способная открываться. Она основана на продвинутой методике РМП и может быть использована для модернизации другого подобного оборудования. Система измеряет толщину стенок ГТ, обнаруживает дефекты в стенках труб, измеряет их овальность. Также система способна обнаруживать стыковочные сварные швы, которые являются прекрасными маркерами для определения изменений длины ГТ, вызванных процессом эксплуатации. Электромагнитные сигналы, индуцируемые перемещением ГТ, по крайней мере, частично подавляются системой. Количество РМП-сигналов, порожденных дефектами, а также программное обеспечение, установленное в системе, позволяют проводить оценки состояния ГТ в реальном времени и могут быть полезны для распознавания различных типов дефектов. ☉


АКМАШ-ХОЛДИНГ
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка

изготовление

поставка

консультации специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4
 (8332) 50-00-00, 50-17-10, 70-38-14
 e-mail: sales@akmash.ru

www.akmash.ru

detects imperfections in the tube wall, and measures tubing ovality. The system also detects the skelp-end welds in the tubing, which make excellent markers to determine the changes in length of the tubing that is caused by operational use. Electromagnetic signals from handling the tubing are at least partially suppressed.

The amount of MFL collected at imperfection locations, along with the programming installed in the system, permits some prove-up to be performed inline with the MFL signals, and can aid in the recognition of various defect types. ☉

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

1. See for example "Nondestructive Evaluation – A Tool in Design, Manufacturing and Service," Ch IV, Don E. Bray and Roderic K. Stanley, 1997, CRC Press.
2. "Quantifying the Influence of Surface Defects on Coiled Tubing Fatigue Resistance," S. M. Tipton, Moran D. W., Chinethagid C, Sorem J. R., SPE paper 74827, Proceedings of the SPE/Icota Coiled Tubing Mtg, Houston TX, April 2002.
3. API Specification 5ST "Specification for Coiled Tubing," American Petroleum Institute, 2010.
4. "Results from NDE Inspections of Coiled Tubing," Roderic K Stanley, SPE paper 46023, Proceedings of the SPE/Icota Coiled Tubing Mtg, Houston TX, April 1998.
5. "New Results from Electromagnetic and Ultrasonic Inspection of Coiled Tubulars," Roderic K. Stanley, paper 121810, Proceedings of the SPE/Icota Coiled Tubing and Well Intervention Mtg, The Woodlands, TX, April 2009.

INJECTORPLEX – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ для проведения внутрискважинных работ в агрессивных средах

INJECTORPLEX – A New Operational Dimension For Well Service Applications in Harsh Environments

Косновным способам повышения нефтеотдачи относятся закачка химреагентов и углекислого газа. Главная проблема при проведении подобных операций – это коррозия, поэтому обычно нефтесервисные компании используют трубу из нержавеющей стали. Однако появляются и новые возможности. На состоявшейся в марте выставке в рамках Конференции по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам SPE/ICoTA (Вудлендс, США) компания Inplex представила полимерную гибкую трубу, которая называется Injectorplex, для закачки химреагентов и углекислого газа.

Injectorplex, разработанная специально для проведения упомянутых типов операций, исключает высокие издержки использования трубы из нержавеющей стали. Испытания инновационного продукта проводятся более 7 лет, и результаты позволяют говорить об успешных свойствах полимерной трубы в предельно тяжелых условиях. Гленда Хансон, представитель компании Inplex, отмечает: «Мы начали разработку продукта 10 лет назад. Работа по созданию материала, который бы проявлял наилучшие свойства в агрессивных сероводородных средах, проводилась совместно с нефтегазодобывающими компаниями Kerr-McGee and Marathon Oil Corporation. Мы пробовали различные комбинации полимеров, создавая наилучший состав для выполнения работ в агрессивных средах. Теперь, когда мы провели успешные испытания, мы представляем Injectorplex на

The major types of enhanced oil recovery include chemical and CO₂ injections. The key concern regarding these operations is corrosion, so normally stainless steel is employed: normally but not exclusively. At the recent SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Exhibition in Woodlands, Texas, Inplex presented a polymer-based down hole tubing for chemical and CO₂ injection called the “Injectorplex”.

Injectorplex, designed for chemical and CO₂ injections, eliminates the high cost of stainless steel tubing. Tested for more than seven years, Injectorplex has proved to be remarkably successful even under the most extreme conditions. Glenda Hanson of Inplex comments, “We started making this product 10 years ago. We worked together with Kerr-McGee and Marathon Oil Corporation developing the material that would perform best in harsh H₂S environments. We tried different types of combinations to find the right compound for the job. Now we had the experience in the field, but before we were taking it to the market, we had to make absolutely sure it was working”

Injectorplex provides unparalleled resistance without pitting or cracking due to the effects of chemical or corrosion wear and harsh H₂S environments. “To find out how resistant it actually is, we took a piece of our tubing and put it in the sandblaster. Believe it or not, it didn’t hurt the Injectorplex,” continues Glenda Hanson.

Additionally, superior flexibility and resistance to abrasion result in ease of installation and convertibility. “Our product is very user-friendly. It’s easier to install. It’s lighter weight. Compared

рынке и уверены, что эта полимерная труба проявляет наилучшие свойства».

Injectorplex обеспечивает устойчивость к воздействиям химреагентов и коррозии в агрессивных средах с высоким содержанием сероводорода, не подвергается язвенной коррозии и не ломается. «Чтобы проверить устойчивость материала, мы положили кусок трубы в пескоструйный аппарат. Представьте себе, повреждений на Injectorplex не было», – продолжает Гленда Хансон.

Кроме того, повышенная гибкость и устойчивость к абразивному износу гарантирует легкость установки и многократную возможность повторного использования. «Наш продукт очень прост в эксплуатации, он меньше весит и легко устанавливается. Усталостная долговечность при изгибе любого термопластического материала, подобного нашему, очень высока по сравнению с металлическими сплавами. Нашу полимерную трубу можно многократно спускать в скважину и поднимать на поверхность, прежде чем произойдет выбраковка и исследование на усталостный износ. Кроме того, Injectorplex имеет меньший коэффициент трения по сравнению с металлическими сплавами. Это означает, что для преодоления трения требуется создание меньшего толчкового усилия по сравнению с трубой из стали. Благодаря гладкой поверхности, Injectorplex устойчив к потоку газа, следовательно, при заданном давлении можно закачать больше газа, чем при использовании стальной трубы. Все же основная причина, по которой разрабатывался Injectorplex, – это более низкий износ в средах с высоким содержанием сероводорода. Это главное преимущество делает продукт наиболее привлекательным».

Inplex предлагает большой выбор размеров полимерной трубы: внешний диаметр от 1,27 до 127 мм, толщина стенки от 0,508 до 5,08 мм. «Мы хотели создать трубу с различными параметрами в соответствии с требованиями для конкретной скважины в зависимости от необходимой скорости закачки реагентов и прочих условий», – говорит Гленда Хансон. В списке клиентов Inplex такие лидеры рынка, как Chevron, ConocoPhillips, Apache и Devon. В целом полимерная труба Injectorplex – это экономичное решение для ограниченного числа сервисных операций. ☉

Ольга ГАБДУЛХАКОВА, «Время колтюбинга»



Гленда Хансон, Inplex
Glenda Hanson, Inplex



Установка Injectorplex
Installation of Injectorplex



Injectorplex на катушке
Reeled Injectorplex

to nearly any metallic alloy, the flex fatigue life of a thermoplastic material such as ours is very long. With our capillary string, the user will be able to run in and out of the well many more times than with steel before having to discard the tubing for fatigue life. Steel tubing can cause a flex fatigue week point and must be discarded much sooner. Our product also has

a lower coefficient of friction than steel alloys. This means it requires a lower coefficient of friction or less pushing force than steel to overcome friction with the packing

gland. The smoother nature of our product means there is a lower resistance to flow of gas, this meaning that more gas can be injected for a given pressure drop in the tubing from top to bottom than with steel. With our product, and one of its main reasons for being developed, the potential conditions for being damaged by sour corrosion are far less than stainless. Just this reason alone brings our customers towards trying Injectorplex in their wells.”

Inplex offers a wide range of tubing dimensions: ODs from 0.050 to 5 inches, and wall thickness from 0.020 to 0.200 inches. “We have the capacity to change and customize

the tube physically for any well. Some customers need different flow when doing a chemical treatment and need a customized touch,” With Chevron, ConocoPhillips, Apache and Devon on their customer list, Inplex offers a simple and economic solution for several niche well service operations. ☉

Olga GABDULKHAKOVA, Coiled Tubing Times

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДАЮТ НЕОСПОРИМОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО NEW TECHNOLOGIES OFFER AN UNDENIABLE ADVANTAGE

*На вопросы журнала «Время
кольтюбинга» отвечает
Алмас Келжанов, директор ТОО «OSAC»*

Время кольтюбинга: Алмас Келжанович, для начала скажите несколько слов о компании, которую Вы представляете.

Алмас Келжанов: ТОО «OSAC» специализируется на поставках нефтегазового оборудования для бурения, капитального ремонта скважин, различных скважинных операций. Сейчас мы рассматриваем возможность выхода на рынок скважинных услуг в западном регионе Казахстана.

БК: Кто основные заказчики ТОО «OSAC»?

А.К.: На настоящий момент у нас два главных заказчика. С обоими накоплен положительный опыт работы. Заказчики нашими услугами довольны.

БК: Какие новые технологии внутрискважинных работ специалисты Вашей компании освоили в совершенстве?

А.К.: Мы с готовностью рассматриваем прогрессивные технологии, потому что они дают неоспоримое преимущество при предложении сервисных услуг. Например, сейчас мы рассматриваем возможность применения технологии гидроимпульсного воздействия на пласт. Есть российские компании, которые поставили на поток производство оборудования и продолжают его совершенствовать. К сожалению, эта технология имеет ряд ограничений чисто технологического характера в применении, но тем не менее она имеет и свои преимущества. Она позволяет осуществлять вибровоздействие на пласт с одновременной закачкой каких-либо композиций, например кислотных, или с промывкой пласта. Отличие этой технологии от работы обычного струйного насоса для освоения скважин заключается в том, что исчезает необходимость менять вставки. При применении традиционных методов для того, чтобы осуществить закачку через струйный насос, необходимо поменять вставки.



*Almas Kelzhanov, director at TOO OSAC
is answering questions by
Coiled Tubing Times*

Coiled Tubing Times: Mr. Kelzhanov, could you first say a few words about the company you represent.

Almas Kelzhanov: TOO OSAC specializes in supply of equipment for drilling, well workovers and different type of well intervention. We are now considering the possibility of entering the market of intervention services in Western Kazakhstan.

CTT: What companies are the main customers of TOO OSAC?

А.К.: Nowadays, we have two main customers. We have accumulated good and solid experience of cooperation with them and they are greatly satisfied with our services.

CTT: What new well intervention technologies have your company mastered to perfection?

А.К.: We readily use leading-edge technologies, as they offer undeniable advantage for oilfield service

Сначала на геофизическом кабеле спускается вставка для закачки и закачивается кислотная композиция. Затем геофизический кабель спускается повторно. А в случае применения виброструйного устройства серии УВС исключаются дополнительные спуско-подъемные операции, поскольку воздействие на пласт кислотной композиции или любой другой жидкости осуществляется при подаче рабочего агента в трубное пространство. И при подаче рабочего агента (воды или нефти) в затрубное пространство происходит уже освоение скважин.

ВК: Насколько нам известно, виброструйное устройство включает в себя пульсатор и струйный насос. Положительный эффект достигается за счет длительного, глубокого воздействия гидроударных волн на загрязненную зону пласта в режиме депрессии-репрессии. При этом уменьшается вязкость кольматантов, происходит очистка поровых каналов, загрязненных взвешенными частицами, устраняется блокирующее влияние защемленных фаз газа, воды и в процесс фильтрации вовлекаются низкопроницаемые, «застойные» зоны коллектора. В результате такого циклического воздействия происходит нарушение связей между частицами, загрязняющими пласт, и в зависимости от режима работы они выносятся на поверхность или оттесняются в глубь пласта. Кроме того, в результате ударного изменения нагрузок на скелет породы продуктивного пласта в нем образуется сеть микротрещин. А насколько при применении этой технологии увеличивается дебит скважин?

А.К.: Сложно оценить, насколько дебит вырастет на конкретном месторождении. Но результаты внедрения этой технологии на месторождениях России показывают, что дебиты выросли в пределах от 30 до 90%, а в некоторых случаях – и на все 100%.

ВК: Считается, что технологию гидроимпульсного воздействия на пласт целесообразно применять, в частности, там, где ГРП невозможен из-за близкого нахождения водонефтяного контакта. Получается, что эта технология способна конкурировать с ГРП?

А.К.: Пока нет, хотя создателями УВС ведутся разработки, использование которых может в перспективе по результативности приблизиться к ГРП. Замечу также, что, сколь точны бы ни были расчеты при подготовке ГРП, все равно реальные результаты этой операции могут сильно отличаться от прогнозных показателей. В случае же применения гидроимпульсного воздействия на пласт ожидания, как правило, оправдываются. ►

providers. Currently, for example, we are exploring the technology of hydraulic pulse stimulation. There are Russian companies, which have launched commercial production of the necessary equipment and they constantly seek to enhance it. Unfortunately, this technology has several limitations, of solely process specific nature, however it certainly has a number of advantages. It enables to perform vibration stimulation of formation simultaneously with injection of some compounds, for example acid, or formation washing. What makes this technology different from a usual jet pump for well completion is that the need to change plugs is eliminated. When using conventional methods, a change of plug is necessary to be able to use jet pump. First, injection plug is run into hole on logging cable and acid compound is injected. Then, the logging cable is lowered again. Thus, when using the traditional technology it is necessary to call geophysical crew every time plug change is needed. When using vibrojet, on the other hand, the need for additional trips is eliminated, since stimulation of formation with acid compound or any other fluid is performed at the time of working agent injection through the tubing. The working agent (water or oil) being injected into the annulus, well completion is performed

СТТ: As far as we are aware vibrojet unit consists of pulsator and jet pump. The positive effect results from a continuous and deep exposure of the damaged formation zone to hydraulic hammer waves in underbalanced-overbalanced condition. Meanwhile, viscosity of colmatants decreases, pore channels, contaminated with suspended particles, clear, the damming effect of occluded gas and water is eliminated and low-permeability 'stagnant' zones of reservoir get involved in filtration. As a result of such cyclic stimulation, breakdown of cohesion between the particles, contaminating formation occurs and, depending on the work mode, the particles either come up to the surface or are pressed back into the formation. Furthermore, due to change of load on formation matrix, a network of microfractures forms. However, to what extent does this technology enhance production rate?

А.К.: It is difficult to assess to what extent the production rate can grow at a particular oil field. The results of implementing this technology at the oil fields of Russia show that rates have grown in the range between 30 and 90%, in some case even by 100%.

СТТ: It is believed that the technology of hydraulic pulse stimulation is advisable to use at those sites where hydraulic fracturing is impossible due to close oil-water contact. ►

ВК: На какие еще передовые технологии нефтесервиса держит курс Ваша компания?

А.К.: Мы рассматриваем возможность приобретения колтюбингового оборудования и освоения технологии работы с гибкой трубой.

ВК: На основании каких аргументов специалисты принимают решение обратиться к колтюбингу? Ведь некоторые крупные нефтегазосервисные компании до сих пор не могут решиться на такой шаг и уповают исключительно на традиционный КРС.

А.К.: Мы небольшая, но достаточно мобильная компания. Мы проводим анализ, в каких направлениях нам дальше развиваться. На принятие решения влияет экономическая ситуация в мире. Так, если в 2008 году к буровым станкам и станкам КРС выстраивались очереди заказчиков и у подрядчиков работы были расписаны на полгода вперед, то к концу 2008 – началу 2009 года ситуация изменилась кардинально. Практически 70% станков капитального ремонта встали в Казахстане в связи с кризисом. Я уверен, что аналогичная ситуация была и в США, хотя я и вскольз отслеживал их статистику, процентов под 50 станков капитального ремонта у них простаивало. Добавим к этому, что традиционный капитальный ремонт скважин требует больших человеческих ресурсов. А колтюбинговая установка не требует для своего обслуживания столь многочисленной бригады. Кроме того, она более мобильна и отличается еще рядом преимуществ.

ВК: Но она требует высокой квалификации обслуживающего ее персонала.

А.К.: Да, она требует очень серьезных навыков в работе и хорошей выучки.

ВК: В связи с этим резонный вопрос: как обстоят в Казахстане дела с кадрами для колтюбинга?

А.К.: К счастью, в нашей стране нет проблем с квалифицированным персоналом, поскольку в течение пятнадцати лет, когда шел подъем нашей отрасли, международные сервисные компании, такие как «Шлюмберже», Halliburton, BJ Services подготовили много хороших кадров. Эти компании начинали работать со своим персоналом, но в последнее время они вышли на уровень 90% местного персонала. Это и собственная практика международных компаний, и требование казахстанского законодательства. А в Halliburton задействовано до 95% местных кадров! И, смею Вас заверить, все они специалисты высокой квалификации.

ВК: Какие аргументы принимались во внимание при выборе производителя,

Therefore, it means that this technology can easily compete with fracturing, doesn't it?

А.К.: Not yet, but the developers of VJU are now designing solutions, performance of which may reach that of fracturing. I would like to point out that however precise the estimates during frac preparation can be, the actual results of this operation can differ greatly from estimated figures. With vibrovawe impact, on the other hand, expectations can be satisfied, as a rule.

CTT: What other advanced technologies is your company heading on?

А.К.: We are now examining the possibility of purchasing coiled tubing equipment and mastering this technology.

CTT: What are the driving factors making specialists turn to coiled tubing? After all, some major service companies still cannot venture upon this step and stick to conventional workover.

А.К.: We are not a very big company, but consider ourselves rather mobile. We've carried out a thorough analysis, somewhat brainstorming, to identify in what direction to develop further, what to purchase – a workover unit or a CT unit. When taking the decision we were much encouraged by the world economical situation. If back in 2008 customers were queuing for drilling and workover units and contractors had backlog of orders for months ahead, by the end of 2008-beginning of 2009 the situation had taken a dramatic turn. Almost 70% of workover units in FSU countries stopped as a result of the crisis. I am sure, a similar scenario unfolded in the US as well. Even though I was not following their statistics, I still think that around 50% of workover units were standing idle. It should be noted that conventional workover requires considerable human resources, whereas coiled tubing does not require any big service crew. Additionally, it is more mobile and has a number of other advantages.

CTT: But it also requires highly skilled personnel.

А.К.: That's true, it requires very solid skills and considerable experience.

CTT: Hence, a reasoned question: what is the situation with personnel trained to operate coiled tubing in Kazakhstan?

А.К.: Fortunately, we do not experience a lack of qualified personnel, because for about 15 years, as our industry was going uphill, international service companies such Schlumberger, Halliburton, BJ Services have been preparing truly professionals. These companies launched their business in Kazakhstan relying on own human resource, but nowadays 90% of their staff are local personnel. This is their standard

у которого будет приобретена колтюбинговая установка?

А.К.: Мы считаем, что СЗАО «Фидмаш» – это очень динамичная компания, чутко реагирующая на требования рынка, ведущая серьезную работу по усовершенствованию выпускаемой продукции, осуществляющая надежное послепродажное сервисное обслуживание своих установок.

ВК: Знают ли журнал «Время колтюбинга» в Казахстане?

А.К.: Я читаю Ваш журнал в электронной версии. Многие статьи вызывают интерес. Мне удалось почерпнуть немало полезной информации, которая очень помогает в работе. Хотелось бы, чтобы в журнале было больше сведений о новом оборудовании, поступающем на рынок, о его характеристиках и возможностях, об ассортименте комплектующих, их плюсах и минусах. Интересно также было бы почитать отзывы пользователей о той или иной машине, о том, какова она в эксплуатации.

ВК: Какие технологии нефтегазосервиса, на Ваш взгляд, будут востребованы в ближайшие годы?

А.К.: Это всего лишь мое субъективное мнение... Думаю, бурение останется своеобразным флагманом индустрии, но его доля будет постепенно уменьшаться. Традиционный капитальный ремонт в том виде, в котором он работает сейчас, сохранится. Колтюбинг имеет большие перспективы, хотя сфера его применения не универсальна. Считаю, его доля будет расти, потому что в основе этой технологии лежит прогрессивная, но, в сущности, простая концепция. Она была блестяще реализована и в последнее десятилетие позволила добиться эффективных результатов. Доля ГРП была, есть и останется небольшой в силу ряда причин. Развитие направленного бурения прогнозировать трудно, поскольку его использование сопряжено с большими сложностями. Но, конечно, поживем – увидим. Есть хорошая пословица: «Хочешь рассмешить Бога, расскажи ему о своих планах».

ВК: Что бы Вы пожелали нашему журналу?

А.К.: Хотелось бы, чтобы на его страницах появлялось больше материалов о нашем регионе: о месторождениях, событиях, компаниях, специалистах Казахстана и особенно шельфа Каспийского моря. Сейчас именно он представляет большой интерес для инвесторов и политических сил.

ВК: Постараемся учесть Ваши пожелания. Спасибо за беседу. ☺

Вела беседу Галина БУЛЫКА, «Время колтюбинга»

business practice, as well a requirement of Kazakhstan's legislation. The manpower of Halliburton Kazakhstan is 95% local! And I assure you, that all of them are highly qualified specialists.

CTT: What factors were taken into account when choosing the manufacture who would supply coiled tubing unit?

A.K.: We think that NOV Fidmash is a very dynamic company that keenly adjusts to market requirements and does great work in order to enhance its line of equipment and offers reliable after-sale service of its units.

CTT: Is the Coiled Tubing Times Journal recognized in Kazakhstan?

A.K.: Personally, I read your journal in e-version. A lot of articles arouse interest. I have found a good deal of valuable information, which is helpful at my work. I would like to see on pages of the journal more information on new equipment, emerging at the market, its characteristics and capabilities, the range of component parts, their advantages and disadvantages. It would also be interesting to get users' feedback on a particular piece of machinery, its application characteristics.

CTT: What technologies do you think are going to be in the most demand in coming years?

A.K.: This is only my subjective opinion... I think, drilling will remain a kind of flagship of the industry, but its share will be shrinking gradually. Conventional workover, the way it is now, will remain too. Coiled tubing has very good prospects, but its scope of application is not really broad. Its popularity will be growing, because the concept is progressive yet rather simple. It was brilliantly developed and allowed to achieve considerable results in the previous decade. The share of hydraulic fracturing is not big now and it will remain so due to a number of reasons. It is difficult to predict development of directional drilling, as this technology is associated with serious challenges, but let's wait and see. There is a good saying: "If you want to make God laugh, tell him about your plans."

CTT: What could you wish to our journal?

A.K.: I would like to see on pages of the journal more publications about our region: oil and gas fields, events, companies, specialists working in Kazakhstan and especially offshore, in the Caspian Sea. This region is currently of special interest to investors and the government.

CTT: We will try to consider your feedback. Thank you. ☺

Halina BULYKA, Coiled Tubing Times

ВОПРОСЫ СПЕЦИАЛИСТУ: применение и техническое обслуживание гибких труб

QUESTIONS TO SPECIALIST: Application and Maintenance of Coiled Tubing

Время колтюбинга: Г-н Данлэп, что определяет выбор производителя гибкой трубы?

Дэннис Данлэп: Выбор производителя гибкой трубы, который делает сервисная компания, зависит от ряда обстоятельств. Во-первых, он определяется той продукцией, которую предлагает компания-производитель, наличием необходимого вида гибкой трубы для выполнения сервисной операции. Вторым критерий – опыт производителя и отзывы об использовании продукта в полевых условиях. Кроме того, важно учитывать сервисное обслуживание, то, какую поддержку компания – производитель гибкой трубы оказывает сервисной компании.

ВК: Компания Tenaris одна из самых опытных компаний, не так ли?

Д.Д.: Совершенно верно. Производство гибкой трубы начиналось в частной компании Precision Tube Technology, которая в результате поглощения стала частью корпорации Tenaris, мирового лидера по производству всех видов буровых труб. Таким образом, мы имеем более чем 20-летний опыт по производству гибкой трубы и, являясь частью такой крупной структуры, как Tenaris, можем предложить лучшее в мире качество.

ВК: Какие технологии сварки Вы используете? Применяете ли вы роторную сварку трением, как один из ваших основных конкурентов?

Д.Д.: Мы применяем угловую сварку для соединения полос штрипса. Кроме того, мы используем плазменную дуговую сварку, которая дает очень хорошие результаты. Несколько лет назад наша компания изучала целесообразность внедрения роторной сварки трением в производственный процесс. Проводились тесты, направленные на изучение



Дэннис Данлэп, управляющий директор по производству гибких труб компании Tenaris, отвечает на вопросы наших читателей и посетителей сайта о различных аспектах применения и технического обслуживания гибких труб.

Dennis Dunlap, Managing Director, Coiled Tubes, Tenaris is answering the questions of our readers and website users about application and maintenance of coiled tubing.

Coiled Tubing Times: Mr. Dunlap, what does the choice of coiled tubing manufacturer depend on?

Dennis Dunlap: Selection made by a coiled tubing service company would be based on a variety of factors. Firstly, it would be determined by the products that are being offered and making sure that the product they need to do the job is available. Secondly, it will depend on the experience of the manufacturer, how much history and experience has the manufacturer had in producing particular products and how those products performed in the field for that particular company or for other service companies. I think it's also very important to look at the customer service that comes from the manufacturer and how the manufacturer supports that service company.

CTT: Tenaris has a long history of producing coiled tubing, doesn't it?

D.D.: That's correct. We were originally Precision Tube Technology, a private company. In the course of

возможного улучшения производительности или других свойств гибкой трубы, изготовленной с использованием этой технологии. Мы пришли к выводу, что результаты не улучшились по сравнению с предыдущими, и приняли решение не внедрять эту технологию в производство. Tenaris активно применяет распространенное в отрасли моделирование усталостных процессов и гарантирует высокое качество швов, полученных при плазменной дуговой сварке.

ВК: Вы продаете гибкую трубу на рынке стран СНГ?

Д.Д.: Да, мы реализуем нашу продукцию через представителей российского рынка. Кроме того, наша компания имеет офис в Москве, через который осуществляются прямые продажи. Офисы Tenaris расположены по всему миру, и это еще одно преимущество сотрудничества нашего подразделения с этим мировым лидером. В Казахстане и других странах региона Каспийского моря поставка гибкой трубы производства Tenaris осуществляется через одну из международных нефтесервисных компаний.

ВК: Какова спецификация предлагаемой вами продукции?

Д.Д.: Tenaris предлагает широчайший выбор диаметров – от 19,05 до 127 мм. Мы произвели несколько миллионов метров гибких трубопроводов – это гибкая труба с трехслойным антикоррозийным покрытием, которая применяется на море. Нам еще не приходилось производить трубу диаметром 114,3 мм для сервисных операций, но мы информируем наших потребителей о такой возможности. Чаще всего поступают заказы на производство гибкой трубы диаметром 88,9 мм – это самый распространенный размер для проведения внутрискважинных работ. Толщина стенки зависит от марки стали, максимальное значение этого параметра – 7,62 мм.

ВК: Сталь какого производителя Вы используете?

Д.Д.: В основном мы используем сталь из Франции. Наш партнер – известный международный производитель стали.

ВК: Что бы Вы порекомендовали для увеличения эксплуатационного ресурса гибкой трубы, который иногда составляет менее 50%?

Д.Д.: В большинстве статей SPE, написанных представителями сервисных компаний, говорится о том, что основными причинами досрочного выхода из строя гибких

two different acquisitions we now find ourselves a part of Tenaris, a global manufacturer of any and all types of drill pipes. Having an experience as a coiled tubing manufacturer over 20 years of producing the product, combined with world-wide experience and the financial resources that come with as a part of much larger company as Tenaris, we can offer the best-in-the-world quality.

CTT: What welding technologies do you use? Have you tried Friction Stir Welding, applied by one of your competitors?

D.D.: We do the Bias Welding Process – that's the welding technique that is used to join the drill strips to make a long continuous tube. We also use the Plasma Arc Welding Process, that's the process that has been proven and shown to be quite successful in producing welds. As a company several years ago we have looked at the Friction Stir Welding Process ourselves and produced test wells to see if we could see benefits either in producibility or performance of the bias welds. Quite frankly we came to the conclusion that it did not yield the results that were better in comparison with the processes that we've been already using. We've made a decision at that point not to pursue that process. Our experience there is with the fatigue modeling that is heavily used in the industry. There are thousands test data showing that the welds produced with Plasma Arc Welding Processes are very well understood and very predictable.

CTT: Do you sell in the FSU market?

D.D.: Yes, we do. We have worked with local representatives in Russia. Tenaris, however, has an office in Moscow, and it sells into the Russian market. There is a benefit transition from our historical business relationship of working with Tenaris offices around the world including Russia. In Kazakhstan and in the Caspian region we sell through an international service company.

CTT: What is the range of ODs and wall thicknesses that you manufacture?

D.D.: We do have the widest range of diameters. The smallest size that we can produce is ¾ inch in diameter and we can actually manufacture up to 5 inch ODs. We have supplied several million feet of coiled line pipe (coiled tubing with 3-layer corrosion resistant plastic coating for corrosion resistance, generally for marine environments). We haven't yet produced any 4 ½ inch for commercial well servicing applications, but we certainly inform service companies about we have the ability available when the coiled tubing units are ready. We're routinely producing 3 ½ inch OD materials for coil drilling string. In terms of wall thickness we can produce up to a maximum of 0.300 inches (7.62 mm). The wall thickness depends on the steel grade. But

труб являются коррозия и механические повреждения. Внутренняя коррозия или механические повреждения приводят к изменению физической геометрии трубы и, как следствие, уменьшению рабочего ресурса. Поэтому очень важно соблюдать условия эксплуатации гибкой трубы для увеличения ее срока службы.

ВК: Какую гибкую трубу Вы бы рекомендовали для использования в средах с высоким содержанием сероводорода?

Д.Д.: Мы проводили исследования работы гибкой трубы, изготовленной из стали различных марок, в агрессивных средах. В подобных ситуациях труба подвергается различным видам коррозии и растрескивания. Необходимо рассматривать конкретные ситуации и учитывать количественное содержание сероводорода, продолжительность операции, время нахождения гибкой трубы в скважине и возможность применения ингибиторов для дополнительной защиты. Все перечисленные факторы относятся к условиям среды, и производитель гибкой трубы не может их предвидеть, хотя мы предоставляем консультации в случае необходимости. Но в целом основное решение по выбору вида гибкой трубы принимает сервисная компания, которая лучше знает эксплуатационные условия.

ВК: Может ли труба из полимерных материалов заменить традиционную стальную гибкую трубу в агрессивных средах?

Д.Д.: Разумеется, полимеры и пластмассы во многих случаях более устойчивы к коррозии. Существуют и недостатки материалов такого типа, и главный из них – ограничение по температуре. Прочность на разрыв и на растяжение – еще одна проблема. Как осуществлять спуск на глубину, ведь труба должна опускаться под действием собственного веса? Полимерные материалы очень легкие, и недостаточное тяговое усилие приведет к блокировке трубы. Таким образом, спуск в скважину полимерной трубы также ограничен по глубине. За последние 10–15 лет на рынке было два производителя, которые прилагали значительные усилия для продвижения гибкой трубы из композитных материалов. Разрабатывался уникальный полимерный состав, была предусмотрена возможность крепления оптоволоконного кабеля в стенке трубы, но ни один из этих производителей не добился коммерческого успеха. Пожалуй, существуют преимущества применения труб из композитных

it's a limitation by a steel supplier, not by our ability to produce the tube.

CTT: Who are your steel suppliers?

D.D.: Principally we're using steel from our supplier in France. It's a well-known international steel maker, but the mill is physically located in France.

CTT: What would you recommend to increase the working life of CT? Sometimes the actual working life is less than 50 per cent.

D.D.: If you look at the number of papers that have been published by the service companies over the years, it has indicated that the principal causes of coiled tubing failures or premature failures are often corrosion as well as mechanical damage that occur to the tube. Any incidents like particularly mechanical damage or internal corrosion whether from storage or from the product that comes through the tube, will change the physical geometry of the tube and can often lead to pre-mature fatigue failures. So, making sure, being very conscious of the surface working conditions – how the tube is being handled – is a very important aspect to maximize the life of the tube.

CTT: What kind of coiled tubing would you advise to use in sore environments?

D.D.: We have several different grades of material, and we have performed testing of all grades of material in H₂S environments. There are different corrosion phenomena as well as cracking that can occur in those situations. It really comes down to the particular application environment: how much H₂S is actually present there, what is the duration of the job, how long would the pipe actually be in the hole, the ability to apply the inhibitors to the tube to add protection. Those are all environmental factors that we as manufacturers cannot anticipate. In situations when there are questions we can certainly discuss the type of testing that we have performed and provide suggestions. But, in the end of the day, it's going to be up to the service company and the operator who know the exact well conditions.

CTT: Can plastic tubing replace stainless steel tubing in highly-corrosive environments?

D.D.: Certainly, polymers and plastics in many cases are much more resilient in resistance to corrosion in fields. There are drawbacks to polymer products, the main one being restriction to lower temperature environments. Tensile strength becomes an issue as well: how can they go in the well, when the tube still has to be able to pull its own weight. One of the other issues is actually the weight of the material itself. It's very light, and the drag forces of its going into the hole would actually cause it to physically lock up. So you may not be able to go into the well with that type

материалов в агрессивных средах или для закачки химреагентов, но для большинства операций нефтегазового сервиса и бурения гибкая труба из стали – наилучший вариант.

ВК: Производите ли Вы гибкую трубу из нержавеющей стали?

Д.Д.: В структуре Tenaris есть компания SeaCat, которая занимается производством трубы из нержавеющей стали. Подобно Precision Tube Technology, эта независимая компания стала частью Tenaris в результате поглощения. Они производят различные виды труб из нержавеющей стали с применением технологии лазерной сварки, которая больше подходит для высоколегированных материалов, чем высокочастотная индукционная сварка.

ВК: Какова область применения гибкой трубы из нержавеющей стали?

Д.Д.: В основном это подводный гибкий шлангокабель, который прокладывается на большой глубине для соединения подводной скважины с системой управления платформой. Кроме того, гибкая труба из нержавеющей стали производится для ограниченного числа внутрискважинных операций в агрессивных средах с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

ВК: Какие условия необходимо соблюдать при хранении гибкой трубы при температурах ниже -4°C ?

Д.Д.: В таких температурных условиях необходимо убедиться, что внутри гибкой трубы не осталось воды. Лед, который образуется при замерзании воды, вызывает растяжение и приводит к повреждению трубы. Мы бы рекомендовали использовать внутреннюю очистку труб пыжами и закачку азота для удаления жидкости – воды или бурового раствора. На нашем предприятии предлагается услуга закачки гликоля или антифриза в гибкую трубу. При наличии антифриза вода, которая могла остаться в гибкой трубе, не замерзнет.

ВК: Какие рекомендации Вы бы дали по работе с гибкой трубой диаметром 1.75–2 дюйма на Кашаганском месторождении, где концентрация сероводорода составляет 16%, а пластовое давление 800 атм.?

Д.Д.: Этот вопрос следует задать представителю сервисной компании, но я попробую ответить. Насколько я помню, скважины Кашаганского месторождения достаточно глубокие – до 6000 метров, поэтому приходится говорить о сложных

of material as you would with steel. There were two different manufacturers over the last 10 or 15 years that made significant efforts to try to develop a composite coiled tubing product, including ability to insert optical fibers in the wall of the tube and have a unique design. But in the end of the day neither of those manufacturers was able to achieve commercial success. They are probably some niche applications – chemical injection or highly-corrosive environments – where they may work, but for the majority of well service or well drilling applications, where coiled tubing is being used, I feel steel is a better alternative.

CTT: Do you manufacture stainless steel coiled tubing?

D.D.: We actually have a sister company, which is a part of Tenaris, that makes coiled stainless steel tube. It was formerly called SeaCat. Very similar to Precision Tube Technology, they were a small private company, which became a part of Tenaris through acquisitions. They have a capability to produce a variety of stainless steel materials, utilizing a laser welding technology, which is much more suited for the higher alloyed materials than high frequency induction welding.

CTT: What is the application for this kind of tubing?

D.D.: Most of the products that they manufacture are used as components in Subsea Umbilicals for subsea wells. These bundled umbilicals are actually laid on the sea bed in deepwater for connecting a subsea well to a control platform. However, we have supplied numerous coiled tubing strings using the same stainless steel material for other downhole applications, and they were almost exclusively permanent installations for corrosive environment, either CO_2 or H_2S or both present in the well.

CTT: What are your recommendations for storing coiled tubing in cold temperatures, lower than 25°F ?

D.D.: At that temperature the concern is obviously whether there is water remaining inside the coiled tubing string. It can freeze, force the extension and cause the tube to fail. The processes that we would recommend include utilizing pigging technology and nitrogen to displace all the fluid – whether it is drilling mud or water – out of the coiled tubing string. Within our plant we actually circulate a plug of glycol or antifreeze through the string so that in the event there is any water left in there, it will contain glycol and it won't freeze.

CTT: What would you recommend for work with CT at the Kashagan field where H_2S is 16 percent, the CT supposed to be used is $1\frac{1}{4}$ – 2 inch and the pressure is 11 200 psi.

условиях проведения работ. Важно привлекать для такой работы сервисную компанию, которая сделает точный расчет операции, принимая во внимание все силы, присутствующие в скважине, и гарантируя беспрепятственное прохождение гибкой трубы на дно скважины и последующее извлечение. В отрасли достаточно активно исследовался вопрос проведения операций с гибкой трубой в условиях высокого содержания сероводорода и высокого давления. В данном случае эксплуатационный ресурс гибкой трубы будет ограничиваться именно наличием сероводорода. Нефтегазодобывающей компании необходимо убедиться, что сервисная компания имеет в наличии гибкую трубу достаточной прочности для проведения этой работы.

БК: Как Ваши потребители осуществляют техническое обслуживание? Какие технологии и оборудование им следует применять для ремонта гибких труб?

Д.Д.: Я бы разделил внутреннее и внешнее техническое обслуживание. Что касается первого аспекта, очень важно по завершении работы промывать внутреннюю поверхность гибкой трубы с применением азота, чтобы убедиться, что любые жидкости – химикаты и кислоты – были удалены. Это защитит гибкую трубу от внутренней коррозии.

Для осуществления внешнего технического обслуживания рекомендуется после окончания работы разматывать трубу, проверять ее на наличие повреждений и защищать от внешней коррозии. Эти мероприятия значительно увеличат эксплуатационный ресурс гибкой трубы. В случае повреждения необходимо вырезать участок гибкой трубы и произвести сварку.

Tenaris проводит обучение технологиям сварки, дает рекомендации по использованию необходимых материалов. Безусловно, по завершении сварки необходимо проводить дефектоскопию шва, желательно с использованием рентгена, для обеспечения высокой прочности сварного сечения. Кроме того, лучше использовать программное приложение для моделирования усталостных характеристик гибкой трубы. С помощью такого приложения можно определить остаточный эксплуатационный ресурс той части гибкой трубы, которая подвергалась ремонту. Возможно, придется выполнить сварку заново, потому что некачественное соединение вызовет сокращение срока службы всей колонны гибких труб. В целом качественное техническое обслуживание и ремонт – важнейшие вопросы, которым должна уделять внимание сервисная компания. ☉

D.D.: This is more up to a service company, but again high H_2S – and my recollection is that the wells in the Kashagan field are pretty deep – up to 6000 m – that's going to be a challenging environment. It's going to be very important that they work with a coiled tubing service company that can adequately model the operation to be performed, so that they know whether they'll be able to get the tubing into the bottom of the well and then get it back out, looking at all the forces that are present there. I think because of the high H_2S content and high pressures, I believe there has been enough testing done in the industry to demonstrate that the overall life of that coiled tubing will be predominantly effected by the H_2S . They will need to make sure that the coiled tubing service company has adequate strength of the pipe to do all the work.

СТТ: How can your clients perform the repairs and maintenance of the tubing themselves?

D.D.: There are two aspects: internal and external maintenance. As far as the internal maintenance is concerned, it is very important that on the completion of the job they flush the inside of the coiled tubing string to make sure that whatever they were pumping – chemicals or acids – has been adequately removed, and that they would displace any fluids down with nitrogen as well to remove anything from inside of the string to protect the inside from corrosion.

As far as external maintenance, following the completion of the job on a reasonable sequel it's good if they have the ability to respool the tube, inspect it (we talked earlier about external damage being a very important factor) and protect the surface from additional corrosion. That will enhance the fatigue life of the tube. If there's a more significant event – valves get closed on a tube or another damage occurs – then the damaged section has to be cut out and the tube welded.

There is training that Tenaris can provide that ensures that the welder understands the types of materials, has the right kind of welding wire and consumables to perform the weld. Absolutely, the weld has to be inspected, preferably X-rayed, so that the remaining profile of the weld can be confirmed, that complete weld fusion, complete penetration of the material has been achieved. And then ideally they should fatigue modeling software to track the life of the coil. By using this software the service company can also track the residual cycle life the particular welded part of the string will have. They may have to come back and cut that weld because it may affect the fatigue life of the rest of the tube. This all becomes a significant portion of the maintenance and replacement schedule, something they have to pay close attention to as a service company. ☉



6 - 9 октября

2010

Казахстан, Алматы

18-я Казахстанская
Международная Выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru



KIOGE



Официальная
поддержка



КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY / ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ



Министерство энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

Организаторы



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

oilgas@ite-exhibitions.com

ПЕРЕДОВАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ СОВРЕМЕННОГО НЕФТЕГАЗОСЕРВИСА INNOVATIVE EQUIPMENT FOR MODERN OILFIELD SERVICES

СЗАО «Фидмаш» специализируется на разработке и производстве кольтюбингового оборудования и оборудования для ГРП и предлагает сервисным компаниям практически полный спектр данного оборудования.

Одна из отличительных черт СЗАО «Фидмаш» – стремление к активному развитию, к освоению в производстве новых и совершенствованию традиционно выпускаемых моделей. Недавно предприятие освоило установки, предназначенные для строительства скважин: разработана и выпускается двухнасосная цементировочная установка и силовые блоки к мобильным буровым установкам.

Пополнился и спектр оборудования для капитального ремонта скважин. Освоен выпуск азотного оборудования испарительного типа, продолжает расширяться модельный ряд кольтюбинговых установок – начато производство установок блочного типа для работ на морских платформах, а также установок на новых типах шасси.

NOV Fidmash specializes in the design and manufacture of coiled tubing and fracturing equipment and offers oilfield service providers virtually the whole range of such equipment.

One of the distinguishing features of NOV Fidmash is that the company is constantly striving for active development, implementation of new and enhancement of existing lines of equipment. Recently, the company has mastered manufacture of units designed for construction of wells: double-pump cementing unit as well power units for mobile drilling rigs. The range of equipment for workover has been extended too. The company manufactures nitrogen vaporization equipment, the product line of coiled tubing units is constantly expanding – skid-mounted units designed for offshore rigs as well as units on new types of chassis are among the recent changes in the portfolio.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Одним из важнейших и наиболее ответственных этапов работы при строительстве скважины является ее цементирование. Эта операция, необратимая по своей сути, при неудовлетворительном выполнении влечет существенные финансовые затраты. Сложность проведения работ и постоянно возрастающие требования к стандартам качества цементных растворов, их однородности, интенсивности подачи в скважину обусловили разработку и появление на свет новой цементировочной установки, отличающейся передовыми техническими характеристиками и получившей название H1000C. Установка представляет собой

EQUIPMENT FOR WELL CONSTRUCTION

One of the most important and crucial stages of well construction is its cementing. This operation is irreversible in nature and with unsatisfactory performance it will result in substantial financial costs. The complexity of the work and constantly increasing demands for quality standards of cement slurries, their uniformity and injection rate stipulated development and emergence of a new cementing unit remarkable for its technical features and labeled as H1000C. This unit is a piece of equipment mounted on chassis with automatic control system and includes two triplex plunger pumps, each with an independent drive, system for loading and preparation, system

смонтированное на шасси оборудование с системой автоматического управления и включает в себя два трехплунжерных насоса, каждый из которых имеет независимый привод, систему загрузки и приготовления, систему закачки цементного раствора под высоким давлением, систему контроля и управления, мерные емкости и т.д.

В составе установки задействована система автоматического управления плотностью приготовления раствора, разработанная и запатентованная NOV, что позволяет гарантировать бесперебойное нагнетание раствора в скважину с заданным расходом, повышающее качество цементирования в целом. Установка H1000C предназначена для приготовления рабочей жидкости и подачи ее под давлением в скважину в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

С ее помощью можно выполнять:

- цементирование эксплуатационных колонн;
- цементирование хвостовиков на горизонтальных и наклонно-направленных боковых стволах;
- установку цементных мостов;
- перекачку (в том числе под давлением) химических смесей и реагентов, буферных промывочных жидкостей, растворителей, тампонажных растворов для выполнения качественного цементирования;
- закачку специальных материалов для предотвращения поглощения цементного раствора;
- вспомогательные работы перед началом цементирования, включая закачку и продавку специальных химических составов;
- кислотные обработки и другие операции по закачке жидкостей в пласт.

Для привода насосов высокого давления используются два дизельных двигателя мощностью не менее 450 л.с. каждый, крутящий момент от которых передается на трехплунжерные насосы через гидромеханическую трансмиссию и карданные передачи, обеспечивающие максимальную надежность установки даже при нагрузках, близких к критическим.

Передовые технические решения, примененные при проектировании установки, обеспечили ей следующие преимущества:

1. Установка H1000C позволяет приготавливать столько цемента, сколько его действительно необходимо, поскольку использование в составе установки смесительного устройства типа Jet Mixer в сочетании со специальной системой автоматического контроля плотности позволяет

of high pressure injection of cement slurry, monitoring and control system, measuring containers etc.

As part of the unit, there is a system of automatic control over cement slurry density. The system, developed and patented by NOV, helps ensure trouble-free injection of slurry into the well at the given rate, which contributes to the overall quality of cementing. H1000C is designed for preparation of the working fluid and its high-pressure injection into the well during drilling and workover, as well as during other washing and squeezing operations in oil and gas wells.

The unit makes it possible to perform the following:

- cementing of production casing;
- cementing of liners in horizontal and directional sidetracks;
- placing of cement plugs;
- pumping (particularly, under pressure) of chemical compounds and reagents, flushing fluids, solvents, cement slurries for quality cementing;
- injection of special materials to prevent lost circulation of cement slurry;
- secondary operations prior to cementing, including injection and squeezing of special chemical compositions;
- acid treatments and other operations for fluid injection into the formation.

To drive high-pressure pumps two diesel engines with capacity of at least 450 hp each are used. The torque produced by them is transmitted to triplex plunger pumps through hydraulic mechanical transmission and driveline to ensure maximum reliability of the unit even under stresses next to critical.

Advanced technical solutions applied while designing of the unit have provided it with the following advantages:

1. H1000C unit allows to prepare as much cement as it is really necessary, since the use of a mixing device type Jet Mixer in conjunction with a special automatic density control system allows to prepare cement slurry in real time.
2. Using N1000S allows to reduce significantly the fleet of equipment used and the number of personnel involved.
3. The unit enables users to automate the process of cementing and does not require additional cement surge tank and cementing control station.
4. Using the unit it is also possible to carry out such operations as massive injections, acid treatments etc.

- готовить цементный раствор в режиме реального времени.
- Использование H1000C позволяет существенно сократить парк используемой техники и численность задействованного персонала.
 - Установка позволяет автоматизировать процесс цементирования и не нуждается в дополнительном оснащении осреднительной емкостью и станцией контроля цементирования.
 - С помощью установки можно осуществлять также работы по массивным закачкам, кислотным обработкам и т.д.

Наиболее важным отличием установки H1000C от технических решений других производителей является ее полная автономность, поскольку конструкция H1000C включает в себя не только насос высокого давления для подачи раствора, но и смесительную емкость для его приготовления. Раствор готовится на месте, в самой установке, что гарантирует приготовление необходимого количества с заданной плотностью.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ

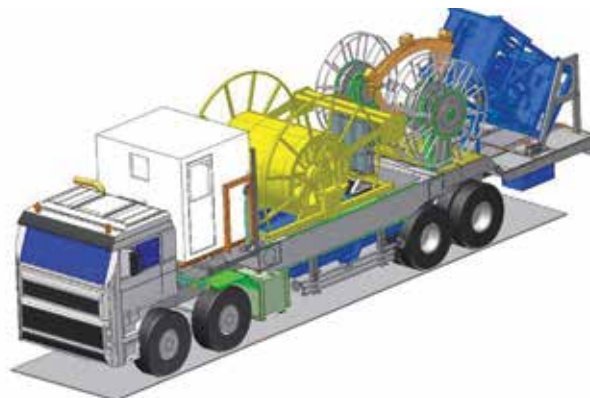
СЗАО «Фидмаш» постоянно ищет новые конструкторские решения, позволяющие осуществлять традиционные и новые сервисные операции на более высоком техническом уровне, обеспечивать большую надежность и удобство при проведении работ на скважине.

Одной из таких разработок является **кольтюбинговая установка тяжелого класса MK30T-60.**

Она смонтирована на специальном полноприводном шасси Terberg FM2000 (8x8) с двигателем Volvo Euro5 мощностью 440 л.с. и коробкой передач ZF. Использование шасси Terberg позволило уменьшить транспортные габариты установки при сохранении емкости узла намотки 5500 м с гибкой трубой (ГТ) диаметром 38,1 мм.

Помимо MK30T-60, СЗАО «Фидмаш» разработана новая тяжелая кольтюбинговая установка MK30T-40, представляющая собой блочную кольтюбинговую установку, размещенную на полноприводном внедорожном шасси МЗКТ с колесной формулой 10x10. Этот тип установки позволит сервисной компании выполнять работы на суше, на морских платформах, а также в труднодоступных районах, попасть в которые в летнее время можно только при помощи вертолетов.

Кроме того, компания непрерывно совершенствует модели установок, выпускающиеся уже в течение ряда лет и хорошо себя зарекомендовавшие, повышая их надежность и удобство в эксплуатации и обслуживании.



Кольтюбинговая установка MK30T-60
CT Unit MK30T-60

The most important difference of H1000C Unit from technical solutions by other manufacturers is its complete autonomy, since the unit includes not only high pressure pump for fluid injection but also blender tank for its preparation. The fluid is prepared in-situ, in the unit itself, which ensures that there is always the required volume with the necessary density.

EQUIPMENT FOR REPAIR-AND-RENEWAL OPERATIONS AT WELLSITES

NOV Fidmash is constantly searching for new design solutions, taking both conventional and new service operations to a higher technical level and providing greater reliability and convenience when working at wellsite.

One of such solutions is **coiled tubing unit of heavy class MK30T-60.**

It is mounted on a special four-wheel drive chassis Terberg FM2000 (8x8) equipped with engine Volvo Euro5 with capacity of 440 hp and gearbox ZF. The use of chassis Terberg made it possible to reduce shipping dimensions while keeping the capacity of the reel – 18000 ft with CT diameter being 1.5”.

In addition to MK30T-60, NOV Fidmash has also developed a new heavy class coiled tubing unit MK30T-40, which is skid-mounted on a four-wheel drive off-road chassis with 10x10 wheel arrangement. Unit of this type will allow service companies to perform operations onshore, from offshore platforms, as well as in areas which are hard to reach, especially in summer when they can only be reached with the help of helicopters.

Furthermore, the company is continuously improving the units which have been in production for already several years and proven



Колтюбинговая установка МК30Т-40
CT Unit MK30T-40

АЗОТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

При освоении и ремонтно-восстановительных работах на нефтяных и газовых скважинах для аэрирования буровых растворов, а также для обеспечения взрыво-пожаробезопасности широко применяются азотные установки. С помощью их проводятся следующие основные виды работ:

- аэрирование промывочных жидкостей при ремонте и бурении скважин, в том числе на депрессии;
- понижение уровня жидкости в скважинах для вызова и интенсификации притока флюида;
- пенокислотная обработка призабойной зоны пласта (совместно используется кислотный агрегат);
- извлечение песка и незакрепленного проппанта из призабойной зоны пласта после гидроразрыва (в том числе при совместном использовании с колтюбинговой установкой);
- удаление пластовой жидкости из обводнившихся газовых скважин;
- опрессовка инертным газом трубопроводов, в том числе и магистральных;
- продувка трубопроводных линий.

СЗАО «Фидмаш» выпускает азотную установку испарительного типа. В ее состав входят: базовое шасси, силовая установка для привода насоса, криогенный насос высокого давления, испаритель, цистерна для перевозки жидкого азота. Такой агрегат имеет определенные преимущества перед мембранными установками. К числу наиболее важных из них относятся: высокая степень чистоты азота (99,95%), недостижимая при использовании азотных установок мембранного типа, высокая производительность (до 85 куб. м. газа в минуту) и давление нагнетания (до 700 атм.), легкость в управлении и обслуживании установки. ►

to be efficient. Improvements, however, will enhance their reliability and make their operation and maintenance even easier.

NITROGEN EQUIPMENT

During completion and repair-and-renewal operations nitrogen units are widely used for aerating of drilling fluids, as well as to ensure fire and explosion safety. The following types of operations are performed with their help:

- aeration of drilling fluids during repair and drilling of wells, even in underbalanced condition;
- lowering of liquid level in the wellbore for swabbing and production stimulation;
- foam-acid treatment of bottomhole formation zone (used together with acid unit);
- removal of sand and floating proppant from the bottomhole formation zone after fracturing (including operations with use of coiled tubing unit);
- removal of reservoir fluid from gas well with water influx;
- pressure testing of pipe lines (including major) with an inert gas;
- pipeline purging.

NOV Fidmash produces vaporization nitrogen units. These units consist of base chassis, power station for driving the pump, cryogenic high-pressure pump, evaporator, tank for liquid nitrogen. Such a unit has certain advantages over membrane units. The most important of them are: high purity nitrogen (99.95%), impossible with a membrane nitrogen unit, high performance (up to 85 cubic meters of gas per minute) and injection pressure (up to 700 atm.), easy operation and maintenance. These ►



Азотная установка A100
Nitrogen Unit A100

Данные преимущества расширяют возможные сферы применения оборудования. Недостаток – недоступность сырья в некоторых регионах – легко компенсируется возможностью оснащения установки мобильным или стационарным мини-заводом по производству жидкого азота.

Помимо описанного выше оборудования, компанией активно проектируются и осваиваются в производстве силовые блоки к мобильным буровым установкам. Силовой блок K125 разработан с учетом всех требований к системам такого рода и укомплектован двумя двигателями CAT C-9 (мощностью 325 л.с. каждый), АКПП Allison 4700OFS. Установка снабжена съемным защитным каркасом с роллетами и двумя положениями системы выхлопа (рабочим и транспортным), что повышает удобство пользования.

Мы рассказали о новых разработках СЗАО «Фидмаш». Нелишним будет напомнить, что предприятие предлагает полный перечень необходимого оборудования самого высокого качества для строительства и обустройства скважин, их текущего и капитального ремонта, интенсификации притока. Всё без исключения оборудование отвечает международным требованиям качества, безопасности эксплуатации и надежности и позволяет проводить сервисные работы на скважинах на высоком техническом уровне. ☺

Иван СИДОРОВ, «Время колтюбинга»

advantages extend the scope of application of the unit. The only disadvantage - lack of raw materials in some regions – is easily offset by the possibility of equipping the unit with mobile or central mini-plant for production of liquid nitrogen.

In addition to the above-described equipment the company is actively designing and putting into production power units for mobile drilling rigs. Power unit K125 is designed according to all requirements for the systems of this kind and is equipped with two engines CAT C-9 (with power capacity of 325 hp each) and automatic gearbox Allison 4700OFS. The unit is equipped with a removable protective frame with roller and two modes of the exhaust system (working and transport), which increases usability.

We have described new solutions offered by NOV Fidmash. It is worth recalling that the company provides the full range of necessary equipment of the highest quality for construction and completion of wells, their repair and workover as well as production stimulation. All the equipment complies with international quality standards, requirements for operational safety and reliability and allows to conduct service operations at the highest technical level. ☺

Ivan SIDOROV, Coiled Tubing Times

220033, Беларусь, Минск, ул. Рыбалко, 26
Тел.: +375 17 298 24 17. факс: +375 17 248 30 26
E-mail: fidmashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Представительство в России «ФИДсервис»,
тел.: +7 (916) 281 15 53



Колтюбинговое,
азотное и насосное
оборудование
Coiled Tubing,
Nitrogen and Pumping
Equipment



Fidmash.

Оборудование для ГРП
Fracturing Equipment



220033. Belarus. Minsk. Rybalko str. 26
Tel.: +375 17 298 24 17, fax: +375 17 248 30 26
E-mail: fidtashsales@nov.com, www.fidmashnov.com
Representative office in Russia LLC "FIDservice", tel.: +7 (916) 281 15 53

ИМПУЛЬСЫ ВОЗДЕЙСТВУЮТ НА ПЛАСТ PULSES STIMULATE FORMATION

О методе гидроимпульсного воздействия на пласт и УВС – виброструйном устройстве, его осуществляющем, корреспонденту «ВК» рассказывает генеральный директор ЗАО «ПАРМ-ГИНС» С.Г. Просвилов

Время колтубинга: Сергей Григорьевич, поясните, пожалуйста, нашим читателям, в чем суть гидроимпульсного воздействия на пласт? Когда появился этот метод?

Сергей Просвилов: Гидроимпульсное воздействие на пласт начало активно применяться с целью оптимизации работы добывающих и нагнетательных скважин в начале 1990-х годов, когда были разработаны и созданы генераторы импульсов давления, способные вырабатывать эти импульсы с достаточно высокими энергетическими характеристиками. Говоря о высоких энергетических характеристиках, необходимо представлять, что речь идет об импульсах давления в десятки или сотни атмосфер (такая единица давления лучше всего воспринимается нашими нефтяниками и газовиками).

Кроме того, частота импульсов должна лежать в пределах от 5 до 50 Гц (ударов в секунду). Это связано с тем, что проницаемая порода при огромном многообразии ее строения имеет фильтрационные каналы в большинстве своем достаточно малого сечения (взять хотя бы склементированный песчаник), и ударная волна, созданная в жидкости, насыщающей поровые каналы такой породы, достаточно быстро затухает. Поэтому, чтобы в такой среде гидроимпульсное воздействие было эффективным, имело бы достаточно большой радиус влияния, необходимо было создание высокоэнергетических низкочастотных импульсов давления.

Вообще, во многих технологических процессах, связанных с воздействием на призабойную зону пласта, словосочетание «гидроимпульсное воздействие на пласт» я бы заменил на «воздействие в гидроимпульсном режиме». Действительно, многие технологии, связанные с закачкой каких-либо реагентов в пласт, на порядок эффективнее, если эти закачки проходят именно в гидроимпульсном режиме.



The general director of ZAO PARM-GINS S.G. Prosvirov is telling CTT correspondent about the method of hydraulic pulse stimulation and VJU - vibro-jet unit used to perform such stimulation

Coiled Tubing Times: Sergey Grigoryevich, please explain for our readers what the essence of hydraulic pulse stimulation is? When did this method appear?

Sergey Prosvirov: Hydraulic pulse stimulation of the formation for optimizing performance of production and injection wells came into active in the early 1990's, when pressure pulse generators were designed and manufactured. Those pulse generators could produce pulses with sufficiently high energy characteristics. Speaking of high energy characteristics, I should specify that in this case it is about pressure pulses of dozens and hundreds of atmospheres (this unit of pressure is best perceived by our oil and gas industry workers). In addition, the pulse frequency must

ВК: Как работает эта технология?

С.П.: Поясню на примерах. Когда вы моете бутылку, то, налив в нее немного воды или другой жидкости, начинаете ее интенсивно трясти, чтобы стенки бутылки отмыть как можно быстрее и чище. Конечно, стенки бутылки отмоются и если просто поставить ее под кран с проточной водой. Но это, согласитесь, довольно долгая и не очень эффективная процедура. А теперь представим, что имеется какой-либо растворитель, который закачивается в продуктивный пласт с целью растворения асфальто-смолистых и парафиновых отложений, образовавшихся в призабойной зоне пласта при эксплуатации скважины. Понятно, что если этот растворитель будет закачиваться в гидроимпульсном режиме, то есть в режиме полоскания, то и эффект от этой операции, несомненно, будет выше.

Еще один пример. Все прекрасно знают, чтобы просеять песок через сито, необходимо это сито трясти. Что происходит при этом? Частицы песка, которые имеют соответствующий размер и могут «провалиться» в отверстия сита при тряске, перемещаются и «ищут» благоприятный момент, чтобы проникнуть в эти отверстия. Более крупные частицы, которые присутствуют в песке, при тряске сита постоянно перемещаются, открывая тем самым более мелким частицам доступ к отверстиям. Аналогичный процесс может происходить в пористой среде проницаемой горной породы при гидроимпульсном режиме движения жидкости. Если призабойная зона пласта загрязнена, например, буровым раствором, то движение пластового флюида к стволу скважин в гидроимпульсном режиме приведет к быстрому и эффективному выносу загрязняющих поровый коллектор частиц. Специалисты знают, что одной из основных причин ухудшения гидродинамических характеристик призабойной зоны пласта является именно ее загрязнение различного вида твердыми частицами – будь то частицы бурового раствора, частицы жидкости глушения или другие, каким-либо образом попавшие в призабойную зону пласта.

Поэтому в данном случае применение технологии, предполагающей добычу жидкости в гидроимпульсном режиме, позволит наиболее качественно и эффективно улучшить состояние призабойной зоны пласта и в конечном счете увеличить производительность добывающих или приемистость нагнетательных скважин.

Я привел только два примера использования гидроимпульсного режима движения жидкости в целях повышения эффективности технологических процессов. Таких примеров можно привести еще очень много, но в рамках нашего разговора и этих двух примеров, на мой взгляд, достаточно, тем

be within the range of 5 to 50 Hz (beats per second). This is due to the fact that permeable rock, with all the enormous variety of its fabric, has filter channels with rather small cross section (take cemented sandstone), and the shockwave created in the fluid, saturating pore channels of such rock, fades very quickly. Because of that and in order to make hydraulic pulse stimulation of such rock formations more efficient and to ensure that it would have a range big enough, it was necessary to create high-energy low-frequency pressure pulses. Actually, in many processes associated with bottomhole zone treatment, the phrase 'hydraulic pulse stimulation' should be changed for the more appropriate 'stimulation in the hydraulic pulse mode'. Indeed, a lot of technologies associated with injection of chemicals into the reservoir, are significantly more efficient if these injections are performed in the hydraulic pulse mode.

CTT: How does this technology work?

S.P.: Let me explain by examples. When you wash the bottle, you pour into it some water or other liquid and then begin to shake it so that the wells of the bottle become clean as soon as possible. Of course, the bottle may become clean even if you just put it under a faucet with running water. But it in this case, undoubtedly, it will be a rather long and not very effective procedure. Now, imagine that there is a solvent that is pumped into the formation to dissolve asphalt, resin, and paraffin deposits formed in the bottomhole zone in the course of well operation. It is obvious that if the solvent is pumped in the hydraulic pulse mode, i.e., rinsing mode the result of this operation, without any doubt, will be much better. I will provide another example. Everybody knows that to strain sand through the sieve, it is necessary to shake the latter. And what happens when you do it? The particles of sand which have the appropriate size and can 'run' into holes of the sieve at the time of shaking, are moving and 'waiting for' the opportune moment to enter into these holes. Larger particles, which are present in the sand are constantly moving too, thus opening access to the holes for the smaller particles. A similar process may occur in the porous medium of permeable rock at the hydraulic pulse mode of fluid motion. If the bottomhole zone is contaminated, with drilling fluid for instance, the movement of the reservoir fluid towards the wellbore in the hydraulic pulse mode will lead to a rapid and efficient removal of particles from the porous reservoir.

более что я попытался наглядно и доступно описать преимущества процессов, протекающих в гидроимпульсном режиме.

ВК: На каких принципах основана работа виброструйного устройства?

С.П.: Отвечая на этот вопрос, во-первых, хочу сказать, что виброструйное устройство является только одним из многих устройств, разработанных нашим предприятием и предназначенных для обеспечения различных технологических операций, так или иначе связанных с импульсными технологиями. К таким устройствам относятся также гидроимпульсные насосы, производящие откачку жидкости из пласта в импульсном режиме, гидродинамические пульсаторы, через которые производят закачку жидкости в том же импульсном режиме, и другое оборудование, способное решать различные задачи, связанные с эффективным использованием столь замечательных свойств импульсного воздействия.

Во-вторых, что касается непосредственно виброструйного устройства, то это оборудование совмещает функции гидродинамического пульсатора и струйного насоса. Такое устройство способно в гидроимпульсном режиме закачать в пласт какой-либо реагент, и далее, в режиме работы струйного насоса, откачать из пласта продукты реакции, что очень важно сделать вовремя при проведении практически всех операций такого рода.

ВК: Для каких нефтегазосервисных операций разработано это устройство? Какие проблемы оно позволяет решать?

С.П.: Применение виброструйного устройства показано практически для всех технологических операций, связанных с улучшением гидродинамических характеристик призабойной зоны пласта. О преимуществах воздействия именно в гидроимпульсном режиме на поровой коллектор различного рода химреагентов я уже говорил выше.

Если рассматривать конкретные проблемы, то, например, многие загрязненные скважины имеют настолько низкую проницаемость призабойной зоны пласта, что химреагент в нее просто невозможно закачать. Наше устройство, используя импульсный режим закачки, с такой проблемой справляется легко, так как только импульсный режим способен позволить в этом случае проникнуть жидкости-реагенту в пласт. Аналогично тому, как это происходит в сите.

ВК: В каких геологических условиях устройство ВУС проявляет наибольшую эффективность? Для каких скважин его рекомендуется использовать?

Specialists know that one of the main reasons for deterioration of fluid-bearing characteristic of the bottomhole zone is its contamination with various types of solid particles – be it particles of drilling mud, well-killing fluid or any other, which in one way or another got into the bottomhole zone.

Therefore, in this case the use of technology, which involves fluid production in the hydraulic pulse mode enables to improve the bottomhole zone condition with the highest quality and efficiency, which will ultimately increase the performance of producing wells and intake capacity of injection wells.

I have provided only two examples of how efficiency of technological processes can benefit from the hydraulic pulse mode of fluid motion. There may be much more such examples, but for our conversation these two are quite enough, I think, as I have tried to describe the advantages of the hydraulic pulse mode in a clear and vivid way.

СТТ: What are the principles that the vibro-jet unit rely on?

S.P.: Answering this question first of all I want to say that the vibro-jet unit is just one of many tools developed by our company for use in various industrial operations associated with the pulse technology in one way or another. These include tools such as hydro-impulse pumps used to pump fluid from reservoir in the pulse mode, hydrodynamic pulsators which are used for injection in the same pulse mode, and other equipment that can solve various task connected with effective use of such remarkable properties of pulse stimulation.

Secondly, with regard to vibro-jet unit, this tool combines the functions of hydrodynamic pulsator and jet pump. Such tool can inject into the reservoir a reagent in the hydraulic pulse mode and then, in the jet pump mode, pump the reaction product from the reservoir. It is very important to do this on time during virtually any operation of this type.

СТТ: Which oilfield service operations is this tool designed for? What kind of challenges can it help to respond to?

S.P.: Application of vibro-jet tool is advisable for virtually all technological operations related to improvement of hydrodynamic characteristics of bottomhole formation zone. The advantages of stimulation of porous reservoir with different reagents in the hydraulic pulse mode have been mentioned by me above. If we take a look at specific problems,

С.П.: Любая технология, связанная с интенсификацией притока нефти или газа, будет наиболее эффективна тогда, когда пласт имеет потенциальные возможности для этой интенсификации. Представим себе, что вы каким-либо образом улучшили проницаемость призабойной зоны пласта, хотя удаленная его зона как была низкопроницаемой, так и осталась. Очевидно, что такая технологическая операция мало что даст в плане прироста добычи пластового флюида. Поэтому очень важно правильно выбрать объект для подобного рода операций. Речь не идет о гидроразрыве пласта, когда эффект достигается за счет многократного увеличения поверхности притока пластового флюида. Но если объект выбран правильно, то воздействие на призабойную зону пласта именно в импульсном режиме будет иметь преимущество перед обычным режимом закачки реагента в пласт практически для любых геологических условий. Конечно, не исключаются случаи, когда воздействие на пласт в импульсном режиме будет нежелательно. Например, когда породы сложены слабосцементированным песчаником, когда имеются проблемы с заколонными перетоками и т.д.

Здесь еще хочется отметить, что понятие эффективности при выполнении такого рода работ весьма условное. Дело в том, что увеличение производительности скважины в 3 раза (например, с 1 т/сут до 3 т/сут) может оказаться неэффективным по сравнению с увеличением дебита (например, с 50 т/сут до 75 т/сут), т.е. в полтора раза.

ВК: Каковы результаты, если можно, в цифрах, применения УВС?

С.П.: Виброструйное устройство активно применяется с 1998 года. Количество скважино-операций давно перевалило за тысячу, накоплен большой опыт работ на скважинах с различными геолого-техническими условиями. Основной объем работ выполнялся на месторождениях НК «ЛУКОЙЛ». Если обращаться к конкретным цифрам, то, например, на низкодебитном фонде скважин Жирновского месторождения ОАО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» дебит скважин увеличивался в 2–5 раз и достигал 3–7 т/сут. Когда же приходилось работать на скважинах с высоким дебитом (скважины ООО «ЛУКОЙЛ-Север»), то дебит возрастал с 70 до 140 т/сут. Согласитесь, далеко неравнозначные результаты. Но на каждом месторождении решаются свои задачи. А в целом наша внутренняя статистика показывает, что успешность проведения операций с применением виброструйного устройства на добывающем фонде скважин составляет 87%, на нагнетательном фонде – 98%. Кто знаком с общей статистикой проведения такого рода операций, скажет, что это достаточно высокие показатели. ►

many contaminated wells, for example, have such low permeability of bottom-hole zone that it is simply impossible to inject a reagent into it. Our tool, using pulse injection mode, makes it easy to handle such problems, as it is only the pulse mode that can enable chemical fluid to penetrate into the reservoir, just as it happens with a sieve.

CTT: In what geological conditions is the vibro-jet unit seen as most effective? What wells is it used for?

S.P.: Any technology related to stimulation of oil and gas production is most effective when reservoir has the potential for this stimulation. Imagine that you are in any way have improved permeability of the bottomhole zone, although the remote zones have as low permeability as it used to be. It is obvious that such operation will have a little effect in terms of production rate growth. It is therefore very important to appropriately choose the target for such operation. We are not talking about fracturing when the positive effect is achieved due to considerable increase of fluid influx surface. If the target is selected correctly, the pulse stimulation of the bottomhole zone will have advantage over the usual mode of reagent injection into the reservoir for almost any geological conditions. Of course, there may be cases when pulse stimulation of the formation is not recommended, for example when rocks are composed of poorly consolidated sandstone or when behind-the-casing flow is observed etc.

It is worth mentioning that the understanding of efficiency of such work is very relative, as the increase in well productivity by 3 times (for example, from 1 t/d to 3 t/d) may be inefficient compared to an increase in flow rate (eg, from 50 to 75 t/d), by 1.5 times.

CTT: What are the results of VJU application, if possible in figures?

S.P.: Vibro-jet unit has been actively used since 1998. The number of jobs exceeded 1000 long time ago; we have gained vast experience in wells operations with various geological and technical conditions. The bulk of the work was carried out in the fields of LUKOIL. If you want me to provide specific figures then, for example, in low-rate wells of LUKOIL in Zhirnovsk oil fields the production capacity of the wells has increased by 2–5 times and reached 3–7 tons a day. When working in well with high flow rate (wells of LUKOIL-Sever), the flow rate increased from 70 to 140 tons per day. You must agree, the result vary significantly. However, each field ►

ВК: Возможно ли применение гидроимпульсного оборудования с использованием колтюбинга?

С.П.: Насколько мне известно, колтюбинг в настоящее время применяется в основном для вымыва проппанта из насосно-компрессорных труб, остающегося там при проведении гидроразрыва пласта, и для освоения скважин путем их компрессирования через НКТ.

В то же время предпринимались попытки адаптировать к колтюбингу различные технические устройства, в том числе струйные насосы. Если это произойдет или уже произошло, то колтюбинг, несомненно, расширяет область своего применения. Я не исключаю возможности спуска на колтюбинге и гидроимпульсного пульсатора, что сделает еще более привлекательным этот вид оборудования.

ВК: В каком направлении ЗАО «ПАРМ-ГИНС» планирует развиваться? Какие разработки будут представлены в обозримом будущем?

С.П.: Нашему предприятию в текущем году исполняется 19 лет. За это время накоплен огромный опыт в области оптимизации работы добывающих и нагнетательных скважин с применением технологий, включающих в себя различные гидроимпульсные процессы. Естественно, что удержаться в течение такого времени на рынке вышеуказанных технологий возможно лишь в том случае, когда идет непрерывное совершенствование уже имеющихся технологий и оборудования, а также разработка новых, более эффективных или более универсальных их видов. В настоящее время большое внимание мы уделяем повышению надежности генераторов импульсов давления, ведь некоторые их узлы в силу специфики условий работы воспринимают колоссальные динамические нагрузки. Конечно же, у предприятия имеются «в запасе» совершенно новые наработки, связанные с использованием импульсных процессов, но мы всегда придерживаемся правила – сначала получи результат, а потом его рекламируй. Кроме того, мы всегда готовы к сотрудничеству с фирмами, взаимодействие с которыми может привести к появлению новых видов технологий и оборудования. Я уже говорил о том, что можно поработать над созданием импульсного оборудования, спускаемого в скважину на колтюбинге, так что в случае встречной заинтересованности фирм, производящих колтюбинговые установки, будем рады сотрудничать с ними. ☉

has its own problems which need to be solved. In general, our internal statistics shows that the success of operation using vibro-jet unit for producing wells is 87%, injection wells – 98%. Those familiar with the general statistics for operations of this kind will agree that these are pretty good results.

CTT: Is it possible to apply hydraulic pulse equipment together with coiled tubing?

S.P.: As far as I know, coiled tubing is now used mainly for proppant cleanout, remaining in the tubing after fracturing, as well as for completion by means of through-tubing well compression. At the same time, attempts have been made to adapt various tool including jet pumps to coiled tubing. If this happens or has already happened, then scope of coiled tubing application will expand, of course. I do not rule out the possibility of running hydraulic pulsator into hole using CT, which will make this type of equipment even more attractive.

CTT: In what direction is ZAO PARM-GINS planning to develop? What solutions will be presented in the foreseeable future?

S.P.: Our company will be 19 years old soon. During this time, we have accumulated vast experience in the field of optimization of production and injection wells with the use of technologies that employ various hydraulic pulse processes. Naturally, to stay afloat at the market of the abovementioned technologies for so long time is only possible when there is a continuous improvement of existing technologies and equipment, as well as development of new, more efficient tools as well equipment with a broader scope of application. Currently, we pay great attention to improving reliability of pressure pulse generators, because some of their key parts, due to specific operation conditions, are exposed to enormous dynamic stresses. Of course, the company keeps 'a stock' of completely new solutions related to the use of pulse processes, but we always stick to a rule – first get the results and only then advertise. In addition, we are always ready to cooperate with companies, when such cooperation can result in new kinds of technologies and equipment. I have already mentioned that we can think of designing pulse equipment that can be run into hole using coiled tubing. If we observe counter-interest from companies producing coiled tubing units, will be glad to cooperate with them. ☉



ЗАЯВЛЕНИЕ

Задача Ассоциации ICoTA состоит в поощрении обмена информацией, обобщении опыта применения инновационных технологий, содействии внедрению стандартов безопасности, профессиональной подготовки и новейших разработок в области колтюбинговых технологий и внутрискважинных работ.

Некоммерческое партнерство «Центр развития колтюбинговых технологий» (НП «ЦРКТ»), получившее право распространять привилегии Ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам ICoTA в России, приглашает в свои ряды специалистов нефтегазового сервиса.

Члены ICoTA получают:

- право на участие в мероприятиях международного и регионального уровней, проводимых ICoTA, со скидками, предусмотренными организационными комитетами соответствующих мероприятий. Одним из таких мероприятий станет 11-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы», которая состоится 15–17 сентября 2010 г. в Москве, в гостинице «Ренессанс Москва». Членам ICoTA будет предоставлена 20-процентная скидка при оплате участия;
- право на пользование ресурсами сайта Ассоциации <http://www.icota.com> по специальному доступу и получение презентаций докладов, представленных на ведущих форумах ICoTA в Хьюстоне и Абердине, Калгари и Ставангере;
- доступ к всемирной базе членов ICoTA, что создаст прекрасные возможности для расширения деловых контактов.

Индивидуальный членский взнос на 1 год составляет 1500 рублей.

Для вступления в ICoTA заполните, пожалуйста, следующую анкету:

Организация/компания/структура _____

Фамилия _____ Написание по-английски _____

Имя _____ Написание по-английски _____

Отчество _____

Должность _____

Адрес электронной почты _____

Телефон _____ Факс _____

Почтовый адрес _____

Индекс _____

Хотите ли Вы, чтобы Ваша контактная информация была размещена в каталоге членов ICoTA?

☐ да ☐ нет

Пожалуйста, отправьте заполненное заявление по факсу +7 499 788 9119
или по электронной почте ovg@cttimes.org





APPLICATION

Mission Statement:

The mission of the Intervention & Coiled Tubing Association is to enhance Communication, gather technical expertise and promote safety, training, competency and industry-accepted practices within the Well Intervention and Coiled Tubing industries.

Membership Category and Annual Membership Fee

Corporate Member: Applicable to organizations or individuals participating with a key role within the coiled tubing industry. Acceptance subject to ICoTA Board of Directors approval. ☐ US\$ 1,000

Individual Member: Applicable to individuals with a declared technical or commercial interest in the coiled tubing industry. Eligible to participate on working committees and task groups ☐ US\$ 50.00

Organization or Company _____

Contact Name (Last) _____ (First) _____

Job Title _____

Company Business Interests (e.g., operator, tool rental, CT service, etc.) _____

Mailing Address _____

City _____ State/Province _____

Postal/Zip Code _____ Country _____

Telephone No.: _____ Fax No.: _____

E-mail: _____

Method of Payment / Transaction Details:

☐ Credit Card # _____ Zip Code: _____

Expiration date: __/__/__ Cardholder's Signature: _____

☐ Cash or Check (Checks and Money Orders should be made payable to: "ICoTA")

Are you interested in participating on working committees and/or task groups? ☐ Yes ☐ No

Would you like your contact information listed in our member directory? ☐ Yes ☐ No

Chapter Preference for individual members:

☐ Canadian ☐ European ☐ USA ☐ Latin American ☐ Russian

Send this completed form and supporting payment to:

ICoTA
P.O. Box 1082
Montgomery, TX 77356
Fax to +1 832 201 9977-OR- e-mail to ababin@icota.com

NOV NATIONAL OILWELL VARCO
DOWNHOLE



ПРОГРЕСС ТЕХНОЛОГИЙ

**Подземное оборудование
НЭШЕНЛ ОЙЛВЭЛ ВАРКО
для ГНКТ и завершения скважин
при помощи ГНКТ**

Московское
представительство
Нэшнл Ойлвэл Варко
Подземное оборудование
+7 495 783 8550
E-mail: downhole@nov.com
www.nov.com/downhole

ОДНА КОМПАНИЯ – БЕСКОНЕЧНОЕ МНОЖЕСТВО РЕШЕНИЙ

Колтюбинговые технологии не перестают развиваться

Первой операцией с использованием гибкой трубы стало удаление песка на объектах Луизианы – технология выходила на рынок уверенно, но не спеша. Сейчас, спустя почти 50 лет, гибкая труба является незаменимой технологией, все шире используемой при бурении, заканчивании скважин и внутрискважинных работах. Особая роль отводится колтюбингу при работе в горизонтальных скважинах, скважинах с отходом от вертикали и при добыче из малопроницаемых пластов глинистых сланцев. Гибкую трубу постоянно пытаются довести до предела возможностей, возможно, даже вывести за этот предел.

«Последние два-три десятилетия наблюдается значительный прогресс как в развитии материалов для производства ГНКТ, так и в самих производственных процессах, что сделало колтюбинг очень надежной технологией, – считает Джон Мисслбрук, старший советник по ГНКТ, BJ Services. – Пожалуй, основным достоинством ГНКТ является возможность эксплуатации в скважинах под давлением, для этого она, собственно, и создавалась».

Эд Смоли, генеральный директор компании NOV CTES (National Oilwell Varco/Coiled Tubing Engineering Services), подчеркивает, что ГНКТ является основной технологией, используемой в «очагах производства» нетрадиционного газа на просторах Северной Америки – на месторождениях глинистых сланцев, в низкопроницаемых песчаных коллекторах при добыче газа угольных месторождений. По всему миру насчитывается более 1700 колтюбинговых установок, около половины их них – на территории Северной Америки.

Осуществленные за последние 10 лет достижения в области производства, контроля производственных процессов и контроля качества готовой продукции стали гарантией непрекращающегося развития самой технологии. «Надо отдать должное производителям колтюбингового оборудования: годы их работы над совершенствованием ГНКТ принесли отрасли ожидаемый результат – передовую технологию, отличающуюся всеми характеристиками надежности» – заявляет Смоли.

«В настоящее время в сегменте ГНКТ происходит смещение акцентов на более эффективное и рациональное использование технологии непосредственно на месторождении. Люди, работающие в нефтегазовом сервисе, раньше не очень активно шли навстречу системам контроля, сейчас же сервисники начинают осознать, что комплектация промыслового оборудования надежными электронными системами контроля – это то же самое, что ежедневный надзор лучшего инженера на промысле».

Колтюбинг широко применяется в операциях по гидроразрыву при добыче нетрадиционного сланцевого

Coiled tubing pushing its limits by going bigger, expanding niche applications, thinking riserless

It entered the marketplace on the fringe, a tool for sand clean-outs in Louisiana. Now, nearly 50 years later, coiled tubing has become a workhorse, increasingly used in drilling, completions and interventions, particularly for horizontal and deviated wells and in tight shale formations. It's also being pushed to its limits, maybe even beyond.

“There has been a steady progression of improvements in both CT material and manufacturing processes over the last two or three decades, so that it now is very reliable and predictable,” said John Misselbrook, senior adviser, coiled tubing, BJ Services. “The key thing that CT does is work on live wells; it's designed for that.”

Ed Smalley, general manager, NOV CTES (National Oilwell Varco/Coiled Tubing Engineering Services), said coiled tubing has been a key technology in the “hotbeds of activity” for North American unconventional gas production, including shale, tight-gas sand and coalbed methane wells. Worldwide, coiled-tubing units number more than 1,700, about half in North America.

Advancements in the last 10 years in manufacturing, inspection and quality-control methods are among the technologies that continue to help move CT forward. “The CT mills have done an incredible job over the years in making these improvements so the industry is getting what it needs in terms of reliable material characteristics,” Mr Smalley noted.

“Now the CT industry is shifting our focus toward better and smarter ways to apply that material in the field. Oilfield personnel who, in the past, may have not readily embraced control systems are starting to see that putting a good electronic control system on a piece of field equipment is like having your best operator on location every day.”

Coiled tubing has played a significant role in fracturing applications in unconventional shale gas production. “This has been a growth area for CT,” Mr Misselbrook noted.

An example involves the milling of frac plugs. “A lot of these wells have multiple plugs and multiple zones in the long horizontal laterals that are fracture-stimulated separately,” Mr Smalley said. “Coiled tubing is proving to be a more cost-effective way to mill out those frac plugs when the stimulation operation is completed and the well is ready to be placed online.”

газа. «В этой области наблюдается особо бурный рост популярности технологии», – констатирует Мисслбрук.

В качестве примера можно привести операции по фрезерованию пробок после ГРП. «Во многих многопластовых скважинах с длинными горизонтальными стволами, в каждом из которых проводят ГРП, наблюдается образование многочисленных пробок. Использование ГНКТ оказывается наиболее эффективным способом для фрезерования таких пробок после завершения стимуляции и при подготовке скважины к пуску».

Еще одним достижением технологии стало то, что гибкая труба становится в буквальном смысле больше. «Пять лет назад наиболее широко использовалась труба с внешним диаметром 38,1 мм. И если в 2008 году самым распространенным типом стала труба диаметром 44,45 мм, то сейчас чаще всего используют 51-миллиметровую трубу. А вообще, диапазон диаметра используемых в настоящее время гибких труб находится в пределах 25,4 и 73 мм.

Основной причиной такой тенденции увеличения диаметра используемой ГНКТ можно назвать рост числа горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а если точнее, то увеличение объемов внутрискважинных работ на таких объектах. Увеличение диаметра позволяет добиться большей жесткости трубы, что облегчает работу в глубоких горизонтальных скважинах.

«Ограничивающим фактором при использовании гибкой трубы в скважинах с большим наклоном ствола является то, что при спуске ГНКТ рано или поздно наступает своеобразный тупик, когда труба начинает закручиваться внутри обсадной колонны, а высокие силы трения, создаваемые стенками скважины, не дают возможности продвигать трубу далее. Мешалки могут значительно отсрочить подобные тупиковые ситуации и дают возможность успешно опускать ГНКТ на более значительные глубины при работе в скважинах с большим отклонением забоя от вертикали», – поясняет Смоли.

Еще одной важной технологией, набирающей обороты, стали внутрискважинные мешалки, созданные для сокращения высокой силы трения, ограничивающей глубину, на которую можно спускать ГНКТ в крутых наклонных скважинах.

При прокачке флюида через ГНКТ мешалка, размещаемая у верхнего основания КНБК, создает ровную пульсацию у нижнего основания ГНКТ. «Пульсирующее действие помогает сократить трение между ГНКТ и обсадной колонной, что позволяет трубе того же диаметра проникать на более значимые глубины. Кроме этого, новейшее программное обеспечение фактически может предсказать, насколько глубоко можно опустить используемую трубу».

Однако у технологии есть и свои пределы, которые становятся все более очевидными при ее использовании на глубоководных и шельфовых месторождениях. «При работе в скважинах с вертикальной глубиной более



Another improvement in coiled tubing is that it's getting bigger. "Five years ago, the most common size of CT was 1 ½-in. OD," Mr Misselbrook said. By 2008, the most common size was 1 ¾ in., and the most common size is now 2 in. A typical range will run from 1 in. to 2 7/8 in.

The number of horizontal and deviated wells being drilled that need intervention is driving the increases in diameter. Mr Misselbrook said. Bigger diameter makes the pipe stiffer to more easily reach into deeper horizontal wells.

Downhole agitator tools, designed to reduce high friction forces that limit the length that the coil can be pushed in high-angle wells, is also a key enabling technology that has recently come on the scene.

"One of the limitations of coil in a highly deviated well is that you will ultimately reach a lock-up condition, where the coiled tubing actually forms a helix inside the casing and high wall-contact forces prevent any additional forward movement of the tubing. Agitator tools can greatly delay the onset of this lock-up condition, allowing the tubing to be successfully deployed at greater depths in high-angle, extended-reach wells," Mr Smalley explained.

As fluid is being pumped inside the CT, an agitator, a device installed on top of the BHA, creates a gentle pulsation at the bottom of the tubing. "The pulsing action helps reduce the friction between the tubing and the casing wall, so now

9000 м становится очевидно, что вот-вот наступит такой предел». При работе на большой глубине возникают опасения по поводу прочности малоуглеродистой низколегированной гибкой трубы, так как увеличение прочности трубы ведет к сокращению усталостной стойкости.

«При спуске в скважину ГНКТ должна справляться с собственным весом. В настоящее время проверенные и широко применяемые для производства колтюбинга стальные сплавы, обладающие к тому же допустимыми усталостными характеристиками, имеют рабочий предел устойчивости к деформации около 759 МПа. В то же время бурильные трубы изготавливаются из сплавов, которые на 25% прочнее, и способны, таким образом, работать на большей глубине – до 25%».

Как правило, для работы в подводных скважинах также требуется мобильная морская буровая установка. Именно она берет на себя нагрузку, создаваемую водоотделительной колонной. «При проведении внутрискважинных работ на подводных месторождениях основным вопросом является поиск путей по осуществлению таких работ без использования дорогостоящих полупогружаемых или плавучих буровых установок. Большой интерес представляют возможности использования ГНКТ при расконсервации скважин, основная загвоздка при этом – спуск гибкой трубы без использования водоотделительной колонны. Для эксплуатации традиционной колонны требуется большое и дорогостоящее судно. Поэтому целый ряд компаний занимается разработкой концепций проведения колтюбинговых внутрискважинных операций без использования водоотделительной колонны», – отмечает Мисслбрук.

NOV CTES и другие представители рынка ведут разработку обособленной водоотделительной колонны длиной около 30 м, которой будет достаточно, чтобы достичь морского дна. Поддерживать колонну будет шарообразная балластовая полость, размещенная на поверхности. Таким образом, будет снята необходимость использовать для поддержки колонны буровую установку.

«Эксплуатация скважин в Мексиканском заливе может стать непомерно дорогой ввиду необходимости использовать более дорогостоящие мобильные морские буровые установки при проведении колтюбинговых внутрискважинных операций. Мы склонны полагать, что создание подобной обособленной водоотделительной колонны вместе с проведением операций на гибкой трубе с небольшого судна помогут добиться сокращения затрат на внутрискважинные работы как минимум вдвое, возможно, и больше того. Ведь если удастся сократить эти расходы, то скважины в заливе, о которых идет речь, еще в течение долгого времени будут давать дебит», – заявляет Эд Смолли.

Еще одним рычагом развития и роста сегмента ГНКТ являются системы контроля, позволяющие получить информацию в режиме реального времени. Технология базируется на использовании оптоволоконных или

we can get a lot farther out with the same size CT,” Mr Smalley continued. “In addition, new software programs can actually model how much farther the coil can be pushed when using these tools.”

But coiled tubing has its limits, which are becoming more apparent as operators venture into deeper subsea and offshore oilfields. “When we get to wells with true vertical depths over 30,000 ft, that is a limitation,” Mr Misselbrook said. The strength of the low-carbon and low-alloy CT steel poses challenges at greater depths because fatigue life diminishes with increasing strength.

“When we’re running coil into the well, the tubing has got to support its own weight,” he continued. “Currently, the proven established CT steels that have acceptable fatigue properties have working yield strengths around 110,000 psi. Drill pipe, on the other hand, is available in grades that are 25% stronger and hence can work 25% deeper.”

Subsea wells also normally require a MODU to support the large load imposed by the intervention riser. “The issue of intervention in a subsea well is finding a way to do interventions that don’t need an expensive semisubmersible or floating rig,” Mr Misselbrook said. “There is a lot of interest in using CT for re-entering wells, but the challenge is deploying the coil without using a riser,” he continued. “A conventional riser requires a big, expensive vessel. So a number of companies are engaged in developing concepts to explore riserless intervention operations using CT.”

NOV CTES and others in the industry are working on a self-standing riser design that connects to the sea floor and extends up to about 100 ft below the water’s surface. A balloon-like ballast container at the top supports the weight of the riser so it no longer has to be supported by a drilling unit.

“Wells in the Gulf of Mexico can become cost prohibitive to operate because of the need to use the more expensive mobile offshore drilling units to perform a CT intervention operation,” Mr Smalley said. “We believe this self-standing riser concept, coupled with a coiled-tubing operation from a small vessel, can cut the intervention costs at least by half and probably more,” he added. “If we can reduce this cost, these GOM wells will remain productive over a longer period of time.”

Another advance that is likely to drive the use of CT involves real-time information systems based on fiber optics or electrical conduits, Mr Misselbrook said, noting he is optimistic about the progress the industry is making.

“This will be an important step forward. We are looking to add more feedback from the tools on the bottom of the coil,” he said. “Pushing three or four miles of coil into a well using surface gauges

электропроводов. По мнению Мисслбрука, в этом направлении наблюдается постоянный прогресс.

«Это может послужить важным шагом вперед. Мы стараемся разрабатывать такие системы, которые способны передавать еще больший объем информации, полученной от агрегатов, работающих на ГНКТ. Согласитесь, что спускать гибкую трубу в скважину на 4–5 км, используя рейсмусы, чтобы понять, что происходит в стволе, – это не то же самое, что управлять современным аппаратом, оснащенным датчиками, который сам будет вам сообщать, что на самом деле происходит в скважине».

Учитывая, что все активнее передача данных от колтюбинговых установок осуществляется по интернет-каналам, получение информации непосредственно на офисные компьютеры стало реальностью. «При осуществлении ГРП у добывающих компаний часто возникает потребность в измерении давления, дебита и общих объемов прокачки. С появлением современных систем контроля на ГНКТ компаниям больше не приходится осуществлять мониторинг полевых работ непосредственно на месторождении».

Компания NOV CTES занимается разработкой системы сбора данных, интегрируемой с колтюбинговой установкой и контролирующей при помощи специального пакета программ усталость гибкой трубы. Таким образом, добывающие компании будут всегда иметь данные о состоянии ГНКТ и знать, когда необходима замена трубы во избежание отказа.

Большое внимание также уделяется увеличению эффективности промысловых работ и оптимальному использованию оборудования. Зачастую работы по ГРП с использованием колтюбинга предполагают закачку в ствол азота и эрозийных буровых растворов.

Однако абразивные жидкости, закачиваемые по трубе, которая на поверхности наматывается на барабан, могут вызвать эрозию внешнего слоя внутренней поверхности трубы, вызванную центробежными силами, действующими на буровой раствор. Новая технология сверхзвукового мониторинга трубы позволяет в режиме реального времени осуществлять измерения толщины скважины при проведении промысловых работ, что делает возможным контроль этого параметра и, в случае необходимости, принятие соответствующих мер.

К списку недавно появившихся технологий можно отнести и автоматизацию процесса испарения азота, при котором на объекте осуществляется подогрев жидкого азота. «Люди стали осознавать полезность технологий автоматического испарения, системы контроля которых работают настолько эффективно, что подобные технологии увеличивают срок службы насосного оборудования и потребляют меньше горючего. В случае если источником тепла является испарительная установка с огневым подогревом, автоматическая система может похвастаться еще одним преимуществом – процесс несколько не влияет на экологию».

to try and deduce what is going on downhole is not the same as having a sensor package at the bottom of the coil that is actually telling you what is happening.”

And, with coiled-tubing units having increased internet access on location, more real-time data transmission back to the customer’s office during a CT job is now a reality. “In a fracturing operation, many times the operator wants to monitor pressures, rates and total volumes being pumped in the wells,” Mr Smalley said. “With this technology, operators no longer have to go to the location to monitor the field operation in real time.”

NOV CTES builds the data acquisition systems that attach to the CT units and provides the software that tracks fatigue on the coil so operators will know when to replace it, avoiding a failure break.

There is also increasing focus on achieving more efficient field operations and utilization of equipment. “A lot of what we do with coil in fracturing operations involves pumping nitrogen or abrasive slurries downhole,” Mr Smalley said.

But the abrasive fluids, as they are being pushed through the pipe spooled on the reel at surface, can preferentially erode the outer layer on the inside of the coiled tubing due to centrifugal force acting on the slurry. New ultrasonic tubing monitoring technology provides real-time wall thickness measurements during the field operation, enabling the user to monitor for this condition and take the appropriate action.

Another emerging technology is automation of the nitrogen vaporization process, which requires heating of the liquid nitrogen on location. “People are now realizing the value of vaporizer automation systems, where the control system operates so efficiently it extends the life of the pumps and other equipment and uses less fuel,” he explained. “In cases where the heat source is a direct-fired vaporization unit, the automation system can also provide an added benefit of burning environmentally cleaner.”

As the industry continues to develop tools and technologies to improve coiled tubing and expand its applications, the objective remains to produce more reserves in a cost-effective and efficient way.

“Producers are driven by one goal: to reduce the cost of drilling, completing and operating the well once on stream,” said Mr Misselbrook. “All service providers are confronted with this continuous requirement to find new ways to drive down costs. This is especially true today in North America, where gas prices are very low and operators have less revenue to spend on drilling new wells and are constantly striving for ever greater efficiency.”

Отрасль старается внедрять оборудование и технологии, способные расширить номенклатуру операций, проводимых с гибкой трубой, а также повысить их качество. Цель при этом все та же – производить больше ресурсов, используя при этом экономичные и эффективные методы.

«Производители ведомы единой целью – сократить стоимость операций по бурению, заканчиванию и эксплуатации скважины, – резюмирует Мисслбрук. – Все сервисные компании стоят перед той же задачей – поиск путей сокращения расходов. Это особенно касается Северной Америки, где цены на газ низкие, в связи с чем добывающие компании получают меньшую прибыль, соответственно, менее интенсивно вкладывают средства в строительство новых скважин и находятся в постоянном поиске эффективных методов и технологий».

По материалам Drilling Contractor

Мировой флот колтюбинговых установок продолжает расти

Количество используемых колтюбинговых установок за последние десятилетия значительно возросло и составило 1778 единиц (по состоянию на конец 2009 года), что на 761 больше, чем в 1998 году. Таким образом, можно констатировать, что в среднем ежегодный прирост составлял 5%.

Сервисные компании увеличили в 2009 году мировой парк колтюбинговых установок на 83 единицы, об этом свидетельствуют результаты ежегодного исследования, проводимого Лесом Томлином из канадской компании Trican Well Services. Учитывая, что в 2008 году в мире насчитывалось 1695 действующих установок, годовой прирост, согласно этим данным, и в этот раз составляет 5%.

Наиболее значительный всплеск интереса к колтюбинговому оборудованию в ушедшем году наблюдался в Латинской Америке, где нашли применение 64 новые установки, и на Дальнем Востоке, где число новых установок составило 66 единиц. Несколько десятков установок производители также поставили и на Ближний Восток, в Европу, Африку и Россию. Небольшое уменьшение числа колтюбинговых установок наблюдалось лишь в Северной Америке.

ТЕНДЕНЦИИ РЫНКА

Рынок колтюбинговых услуг зависит от объемов бурения, которые в основном предопределяются ценами на сырье и спросом на внутрискважинные работы. Небольшое, но постоянно растущее число колтюбинговых установок проектируется и производится для бурения скважин малого диаметра. В единичных случаях установки имеют гибридную конфигурацию и способны работать как с гибкой, так и с прямой трубой.

World's Coiled Tubing Unit Fleet Grows

The number of coiled tubing (CT) units has expanded steadily in the last decade, reaching 1,778 at the end of 2009, up from 761 at the end of 1998 – an average increase of 5% every year.

Service contractors added about 83 coiled tubing units (CTUs) to the worldwide fleet in 2009, based on the new annual survey results generated by Les Tomlin, Trican Well Services, Calgary. This represents an increase of nearly 5% over the 2008 world fleet size of 1,695 CT units.

The largest fleet increases were in Latin America (64 additional CTUs) and the Far East (66 additional CTUs). Several dozen CTUs were also sent to the Middle East, Europe and Africa, and Russia. Fleet sizes dropped slightly in North America.

Source: Drilling Contractor



В отличие от довольно плохо транспортабельных и дорогостоящих роторных буровых установок колтюбинговые установки и менее дорогостоящие, и гораздо более мобильные. При использовании гибкой трубы меньше времени уходит на операции по соединению и разъединению, что существенно сокращает время спуско-подъемных операций. Основание колтюбинговой установки и крана почти всегда отличается меньшими габаритами, чем у установки для вращательного бурения, а отсутствием вышки определяется тот факт, что установка занимает меньше места в вертикальной плоскости, что является несомненным преимуществом в городской среде.

Относительная доступность установок и дополнительного оборудования (азотных установок, установок для КРС) оказывает определенное влияние на развитие данного рынка: сервисные компании перевозят колтюбинговое оборудование на растущие сланцевые месторождения и низкопроницаемые песчаные коллекторы.

КОЛТЮБИНГОВОЕ БУРЕНИЕ

Совершенствование технологий горизонтального бурения и системы закачивания малогабаритных скважин привело к значительному росту объемов колтюбингового бурения и проектированию новых типов и модификаций установок. Колтюбинговое бурение активно применяется при добыче неглубоко залегающего газа, при направленном бурении многоствольных скважин, при повторном входе в скважину и при бурении боковых стволов. При спуске трубы можно осуществлять непрерывную циркуляцию и поддерживать ее интенсивность, что является существенным преимуществом при бурении как на депрессии, так равновесии и репрессии.

РОССИЯ

В 2009 году российский флот колтюбинговых установок сократился на одну единицу: по состоянию на 1 января 2010 года на промыслах, принадлежащих 55 компаниям, работали 176 установок. Лишь в трех компаниях число установок имеет двузначное значение: «Сургутнефтегаз» – 24 колтюбинговые установки и 1 установка для колтюбингового бурения, «Газпром подземремонт Уренгой» – 21 и «Шлюмберже» – 12 установок.

В близлежащих странах количество установок выросло с 19 до 37. В Казахстане их число увеличилось с 9 до 20, на Украине – с 6 до 10. По одной установке закупили и две компании из Узбекистана, первая установка начала также работать на территории Туркменистана.

В Республике Беларусь по-прежнему работает единственная установка, принадлежащая компании «Белоруснефть». В Азербайджане число установок также осталось на прежнем уровне (3), их используют компании ВJ и Thkap Soccar. ☉

MARKET DRIVERS

The market for CT rig services depends on rig activity levels, which are generally driven by commodity prices and the corresponding need for downhole services. A small but increasing number of CT rigs are designed and built for slimhole drilling, occasionally in a hybrid configuration that allows drilling with straight pipe in addition to coiled.

CT rigs are often promoted on the basis of lower cost, versatility, and mobility than more expensive and less portable rotary rigs. Trip times are greatly reduced with coiled pipe since little time is spent making and breaking connections. The footprint of a CT rig and crane is almost always smaller than an equivalent rotary rig, and the lack of a derrick results in a lower vertical profile, which can be a positive factor in urban areas.

Relative availability of rigs and related equipment (nitrogen, fracturing units) affects the market in influencing service companies to reposition CT units in active basins such as the burgeoning shale and tight sand plays.

CTD

Improvements in horizontal drilling technologies and slimhole completion systems have also led a noticeable increase in CT drilling (CTD) and development of new rig designs. CTD is popular in several different markets and applications: shallow gas plays, multilateral directional drilling, reentries, and side tracks. Continuous circulation is possible while tripping tubing, and maintaining equivalent circulating density should be easier, facilitating under-, at-, and overbalanced drilling.

RUSSIA

The CTU fleet in Russia dropped by one unit in 2009, to 176 CTUs operating on Jan. 1, 2010, operated by 55 different companies. Only three have fleet sizes in the double digits: Surgutneftegaz (24 CTUs, 1 CTD); Gazprom Podzemremont Uregoi (21); and Schlumberger (12).

There are now 37 CTUs in surrounding countries, up from 19 a year ago. Kazakhstan added 11 CT units and now has 20, operated by eight different companies. The Ukraine added four CTUs and now has 10, operated by three companies. Uzbekistan added two CTUs operated by two companies, for the first time. Turkmenistan added its first CTU as well, operated by Continental Industrial Supply Ltd.

Belarus still has a single CTU operating (Belorusneft), and Azerbaijan still has three CTUs, operated by BJ and Thkap Soccar. ☉

**ХАРАКТЕРИСТИКИ НАИБОЛЕЕ
РАСПРОСТРАНЕННЫХ КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК*, РАБОТАЮЩИХ В РОССИИ**

Производитель

Manufacturer

Обозначение

Model

Класс

Class

Шасси

Chassis

Двигатель

Engine

Мощность двигателя, л.с.

Engine power

Максимальное тяговое усилие инжектора, кН

Injector Head Pull Capacity

Скорость подачи гибкой трубы, м/мин

Coiled Tubing Speed, feet per minute

Диаметр гибкой трубы, мм

Coiled Tubing Size OD

Максимальное давление на устье скважины, МПа

Maximum Wellhead Pressure

Емкость узла намотки для трубы 38,1 мм, м

Reel capacity for 15" OD tube

Габаритные размеры, мм, не более

Maximum overall dimensions

- длина

- length

- ширина

- width

- высота

- height

Масса полная, кг, не более

Maximum gross weight

Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т

Crane Capacities Maximum

*Приведены данные по установкам, поставленным в количестве не менее десяти и находящимся в эксплуатации.

**MANUFACTURER’S SPECIFICATIONS OF MOST
WIDELY SOLD CTUs* IN RUSSIA**

Фидмаш	Фидмаш	Фидмаш	Hydra Rig
Fidmash	Fidmash	Fidmash	Hydra Rig
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
МК10Т	МК20Т	МК30Т	—
Легкий	Средний	Тяжелый	Средний
Light Weight	Medium Weight	Heavy Weight	Medium Weight
МАЗ 631708 (6X6)	МЗКТ 652712 (8x8)	МЗКТ 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
MAZ 631708 (6X6)	MZKT 652712 (8x8)	MZKT 65276 (10x10)	KENWORTH C-500 (6x6)
ЯМЗ-7511	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	ЯМЗ-7511 (по отдельному заказу Caterpillar)	CUMMINS
YAMZ-7511	YAMZ-7511(option Caterpillar)	YAMZ-7511(option Caterpillar)	CUMMINS
400	400	400	475
400 HP	400 HP	400 HP	475 HP
150	270	270	270
30,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs	60,000 lbs
0,9–48	0,3–48	0,9–48	1,2–80
3–157	3–157	3–157	4–265
19,05–38,1	19,05–50,8	19,05–50,8	25,4–44,45
$\frac{3}{4}$ "–1 $\frac{1}{2}$ "	$\frac{3}{4}$ "–2"	$\frac{3}{4}$ "–2"	1"–1 $\frac{3}{4}$ "
70	70	70	70
10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
2 600	4 200	5 500 (по отдельному заказу до 6 200)	4 000
8,200 ft	13,800 ft	18,000 ft (option 20,300 ft)	13,200 ft
10 900	13 000	15 100	13 000
430"	512"	595"	510"
2 500	2 550	2 550	2 700
100"	100"	100"	106"
4 000	4 450	4 450	4 500
157"	175"	175"	177"
33 700	46 000	59 000	40 000
74,250 lbs	101,300 lbs	130,000 lbs	88,000 lbs
6	10	10	15
13,200 lbs	22,000 lbs	22,000 lbs	34,000 lbs

* Not less than ten units, currently being operated.

Новейшая система **Merlin** для УПРАВЛЕНИЯ КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ **Merlin Control System,** CUTTING EDGE COILED TUBING UNIT CONTROLS

Рэнди ГРЕЙВС, NOV Hydra Rig
Randy GRAVES, NOV Hydra Rig

Для удовлетворения растущих требований современного рынка колтюбинговых операций компания NOV® Hydra Rig® разработала гидравлическую систему с компьютерным управлением, которая обеспечивает беспрецедентные эксплуатационные характеристики и безопасную работу колтюбинговых установок (КУ).

С момента появления индустрии колтюбинга все компоненты КУ проектировались гидравлически управляемыми, и оператор из своей кабины мог контролировать работу инжектора, барабана, противовыбросовых устройств и блоков питания. Функционирование установки контролируется с помощью ручных гидравлических клапанов и измерительных приборов, встроенных в центральную консоль управления, находящуюся в кабине оператора. Поскольку весь мониторинг и управление осуществляются вручную, для правильной работы КУ на протяжении всей операции требуется оператор с высоким уровнем подготовки и компетентности. Несмотря на это, вероятность ошибки, которая может повредить гибкую трубу (ГТ), КУ и, разумеется, скважину, на которой выполняются работы, весьма велика. Поскольку перед КУ ставятся все более сложные задачи, вероятность ошибки при работе с гидравлической системой управления такой установки возрастает все больше. В мире все же существует небольшой процент действующих КУ, в которых работу гидравлических систем контролируют электронные устройства. Многие из них разработаны производственным отделением компании National Oilwell Varco в г. Калгари.

Система управления Merlin превосходит предшествующие системы управления КУ главным образом за счет того, что управление в этой системе осуществляется при помощи компьютера, а не вручную или простой электроникой. Это уменьшает шансы на ошибку оператора, поскольку ему больше не нужно выполнять рутинную и повторяющуюся работу по мониторингу систем КУ. Эта система нового поколения также позволяет достигнуть такого уровня точности управления, какого никогда не смог бы добиться оператор.

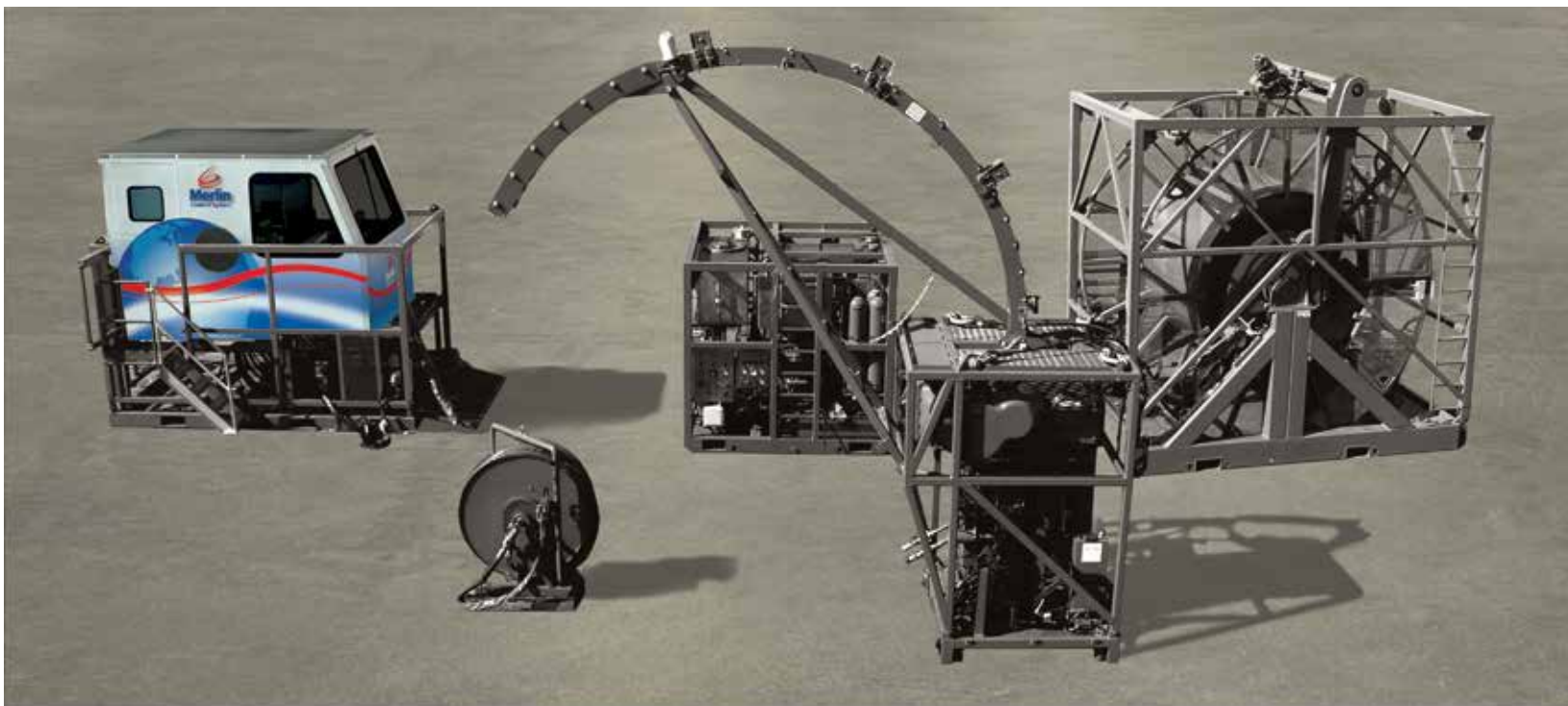
Также система управления Merlin компании NOV Hydra Rig

To meet the demands of today's evolving coiled tubing service market, NOV® Hydra Rig® has developed a hydraulically powered, computer controlled system that provides unprecedented operational performance and safety for coiled tubing unit operation.

Since the early days of the coiled tubing industry, all the components of the coiled tubing unit have been designed to be driven by hydraulics, with an operator's cabin for remotely controlling the injector, reel, BOPs, and power pack. The operational functions of the unit are controlled with manual hydraulic valves and gages mounted into a central control console in the cabin. Since all monitoring and control is manual, a high degree of operator training and awareness is needed to properly control the unit throughout the job; with many chances for error that can cause damage to the tubing, the unit, and ultimately, the well being worked on in extreme cases. As the work that coiled tubing is asked to perform has become more complicated, so has the hydraulic control system of the coiled tubing unit (CTU) further increasing the chance for error. There are a small percentage of coiled tubing units in operation around the world that are controlled electric-over-hydraulic, many of them pioneered by National Oilwell Varco's Calgary coiled tubing manufacturing division.

The Merlin Control System is superior to previous CTU controls primarily because it is computer controlled instead of manually controlled or electric-over-hydraulic controlled. This reduces the chances of operator error because mundane or repetitive monitoring functions are no longer in the operator's hands. This next generation of CTU controls also allows a level of precise control that could never be achieved by a human operator.

NOV Hydra Rig's Merlin Control System offers additional advantages:



имеет следующие дополнительные преимущества:

- Точное компьютерное управление и алгоритмы автоматизируют функции автобурения, что позволяет уменьшить утомляемость оператора при длительном бурении.
- Автоматическая цепная тяга и натяжение фактически устраняют возможность проскальзывания трубы и помогают защитить ГТ от механических повреждений путем непрерывного компьютерного управления в режиме реального времени.
- Возможность программирования логических схем безопасности позволяет КУ автоматически, со значительной скоростью и точностью реагировать на изменение условий проведения операции, которые могут возникнуть в процессе работы.
- Возможность предварительной установки предельных значений на машинные и рабочие параметры позволяет защитить наиболее важные компоненты КУ и повысить безопасность ее функционирования.
- Комплексный сбор данных обо всех рабочих параметрах с применением систем CTES Orion и Cerberus позволяет проводить мониторинг в реальном времени, хранение полученных данных, а также дистанционный контроль.
- Операторы теперь могут сконцентрироваться на проведении внутрискважинных операций, что обеспечивает их надлежащее исполнение.
- Встроенный симулятор позволяет проводить обучение оператора вне скважины.
- Отсутствуют высокие требования к запасным частям благодаря использованию унифицированных деталей.
- Электрические компоненты устанавливаются на линейные штекеры, что позволяет быстро заменить любой из компонентов без помощи электрика.
- Система самодиагностики и упрощенное тестирование на предмет необходимости проведения технического обслуживания позволяют точно определять имеющиеся проблемы, чтобы специалисты по эксплуатации могли быстро их устранить.

Ключевым компонентом системы управления Merlin является одноплатная компьютерная

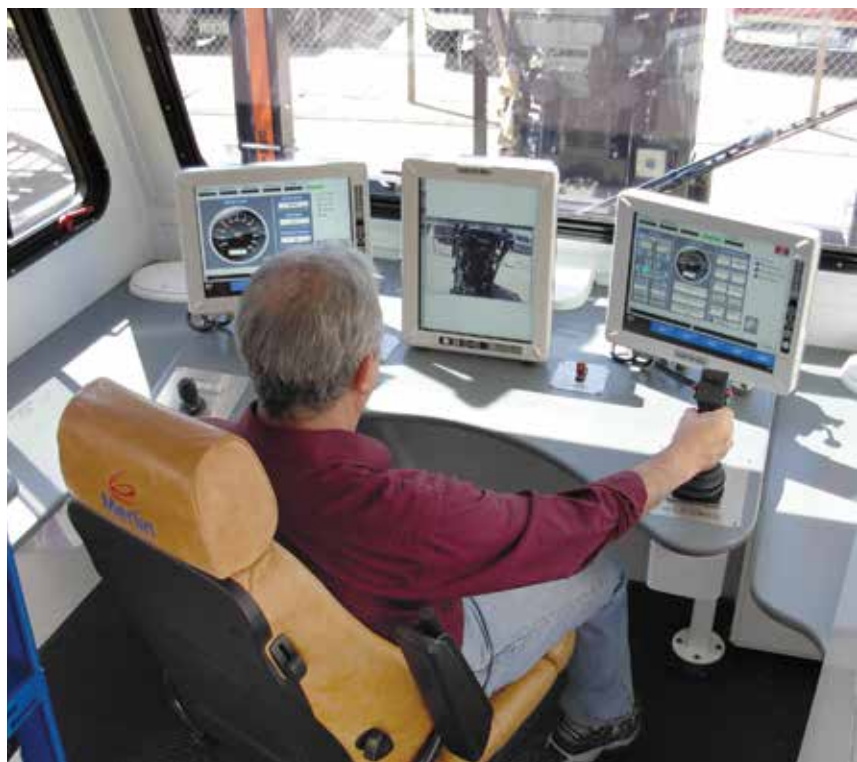
- Precise computer control and logic automates auto drill functions for reduced operator fatigue during extended drilling operations.
- Automatic chain traction and tension feature virtually eliminates pipe slippage, and helps protect the tubing string from mechanical damage by continuous, real-time computer control.
- Programming of safety logic allows the CTU to automatically react with unparalleled speed and precision to changing job conditions that arise during a job.
- Machine and job limits can be preset to protect against damage to critical components and to improve job safety performance.
- Integrated data acquisition of all job parameters utilizing the CTES Orion and Cerberus DAS allows real time job monitoring, storage, and reporting, as well as remote monitoring.
- Operators can now concentrate on down-hole functions to insure proper job performance.
- Built-in simulator program provides off-well operator training.
- Spare parts requirements are minimized through the use of common parts.
- Electrical components are installed with inline plugs to allow quick replacement without the need of an electrician.
- Self diagnostics and simplified maintenance testing provide accurate identification of problems so field personnel can correct problems rapidly.

The key component of the Merlin Control System is the Amphion™ Single Board Computer (SBC) System, using a proven oilfield hardened SBC. This proprietary system is developed by the NOV Rig Group for use in mobile rig control applications. The Amphion Integrated System enables drilling personnel to control multiple machines and equipment, supplied from any number of suppliers, from one ergonomically

система (ОКС) Amphion™, использующая проверенную промышленную технологию ОКС. Эта запатентованная система разработана группой NOV Rig для управления мобильными буровыми установками. Встроенная система Amphion позволяет персоналу, занимающемуся бурением, управлять совокупностью механизмов и оборудования, полученных от различных поставщиков, при помощи одной эргономической рабочей станции. Сердцем системы является Amphion Tool Controller, новейшая платформа, комбинирующая в себе программное и аппаратное обеспечение, дающая возможность превосходной автоматизации и роботизированной обработки данных при гораздо меньшей стоимости и сложности по сравнению с традиционными системами управления.

Многочисленные сенсорные экраны обеспечивают возможность полного контроля над КУ и мониторинга ее параметров, что позволяет установке устойчиво работать с разными операторами. Рабочие станции с применением сенсорных экранов обеспечивают большую гибкость процесса бурения в рамках встроенной схемы управления установкой. Системы, которые часто называют системами диспетчерского управления и сбора данных (ДУСД), имеют более существенную производительность и улучшают безопасность оператора установки. Количество отображаемой информации, кнопок управления и сенсорных экранов обычно обусловлено ситуацией, складывающейся во время проведения операции, а не количеством оборудования, установленного на КУ. Особые обрабатывающие экраны позволяют полностью контролировать все работающее оборудование с одного такого экрана. Система предполагает возможность совместного функционирования азотных и других насосных систем, управление которых осуществляется в единой точке – кабине управления Merlin.

Обычно при таком увеличении функциональности КУ требуется установка гораздо большего количества секций с персональными компьютерами и серверами для сбора данных, что повышает уровень сложности установки в целом. При этом также появляется необходимость в постоянной технической поддержке этого оборудования. Платформа Amphion изменяет эту ставшую традиционной парадигму путем внедрения атрибутов типичной системы ДУСД в каждый блок управления тем или иным оборудованием. В число таких атрибутов входят: полная диагностика, графическое отображение данных, анализ тенденций, предупреждение об опасности и каротаж. Графический пользовательский интерфейс для всех этих атрибутов полностью создан на базе собственного браузера, что позволяет не использовать дорогостоящие сенсорные экраны и специальное программное обеспечение. Вдобавок система Merlin использует локальную сеть с укрепленной магистралью, которая



designed workstation. The heart of the system is the Amphion Tool Controller, a leading edge hardware/software platform that provides superior automation and robotic processing capability at much less cost and complexity than conventional machine control systems.

Multiple touch screens provide complete unit control and monitoring, for consistent unit performance and job results from operator to operator. The touch screen based workstations provide greater flexibility to the drilling process within an integrated rig control scheme. Systems, often called Supervisory Control and Data Acquisition systems (SCADA), offer improved productivity while increasing operator safety. The amount of information displayed, the number of control buttons, and the number of touch screens is dictated by the process situation being controlled, not the amount of equipment on the rig. Process specific screens enable complete control of active equipment from one screen. The system also provides integrated operation of nitrogen and fluid pumping units for single point job control from the Merlin control cabin.

Generally, adding this functionality to a rig typically requires even more cabinets filled with PCs and data acquisition servers, adding a high level of complication and long term IT support for these installations. The Amphion platform changes this traditional paradigm by embedding the attributes of a typical SCADA system into every tool controller. These attributes include full

отличается прочностью и высоким сопротивлением к электрическим помехам.

Отдельные ОКС в кабине, барабане, блоке питания и инжекторе позволяют осуществлять взаимозамену компонентов данной КУ и других установок во флоте, которые оснащены аналогичным образом, для повышения частоты их использования в операциях, сохраняя при этом целостность отдельных компонентов. Это необходимо для моделирования усталости отдельных колонн ГТ, а также для отслеживания времени их эксплуатации и погонных футов, чтобы контролировать сроки технического обслуживания. Отдельные ОКС вкуче со встроенными гидравлическими манифольдами также позволяют улучшить управление функциями компонентов. Это существенно уменьшает число гидравлических шлангов, которые необходимо соединить при монтаже установки, сокращая тем самым время монтажа и уменьшая возможность человеческой ошибки. Это также является преимуществом при проведении операции в холодных климатических условиях, так как уменьшается время прогрева установки и расстояние, которое необходимо преодолеть рабочей жидкости гидросистемы для приведения в действие отдельных компонентов установки. Все это сокращает время реакции системы на изменение рабочих параметров.

Наиболее четкое представление о системе управления Merlin можно получить, заглянув в кабину управления оператора: она полностью «голая», без гидравлических или пневматических компонентов на консоли управления или в кабине. Отсутствие гидравлических линий высокого давления и связанных с ними компонентов повышает безопасность оператора КУ. Всего лишь два электрических кабеля с электроразрывным соединением необходимы для связи кабины с КУ, еще один такой кабель осуществляет функции центральной точки соединения, связывая блок питания с остальными компонентами установки.

Интерьер кабины управления был эргономично модернизирован для размещения консоли управления с новыми сенсорными экранами. К числу новых особенностей интерьера можно отнести улучшенное кресло для оператора, полностью закрытый центр управления, многоместное заднее сиденье рядом со станцией мониторинга и специальный модуль климатического контроля повышенной прочности. Вторая станция мониторинга расположена позади кабины оператора и предназначена для контроля над ходом выполнения работ персоналом заказчика. Корпус кабины изготовлен с использованием системы компании NOV Hydra Rig, создающей комбинированные плиты из жесткого пенопласта, а увеличенное лобовое и задние стекла обеспечивают оператору прекрасный обзор.

Блок питания смонтирован на салазках и приводится в действие дизельным двигателем Caterpillar. Он питает гидравлическую систему инжектора с замкнутой схемой производительностью в 0,35 м³ в минуту. Все пучки гидравлических шлангов и контрольные кабели системы Merlin хранятся на барабанах, находящихся на блоке

diagnostics, graphing, trending, alarming, and logging. The graphical user interface for all this capability is completely browser-based, which means lower cost touch screens can be used with absolutely no special software. Additionally, Merlin employs an ethernet network with a toughened backbone that is robust and resists electrical interferences.

Individual SBCs on the cabin, reel, powerpack and injector allows the interchanging of components with other units in the fleet that are equally equipped for higher job utilization while maintaining data integrity of the individual components. This is necessary for modeling the tubing fatigue of individual strings of coiled tubing, as well as tracking service hours and running feet for unit maintenance. Individual SBCs along with integrated hydraulic manifolds also allow for increased function control at the component. This greatly reduces the number of hydraulic hoses needed to interconnect during rig up, reducing rig-up time and the potential for human error. This is also beneficial for cold weather operation, by reducing warm up time and distance the oil must travel to operate individual functions, and thus reducing response time for changing operational parameters.

The Merlin control system is most readily apparent in the operator's control cabin. The control cabin is now a completely "dry", with no hydraulic or pneumatic components in the console or the cabin. By eliminating the high pressure hydraulic lines and associated pressure components, a safer environment is achieved for the coiled tubing operator. Only two electrical umbilical cords are needed to connect the cabin to the rest of the CTU, while there is one umbilical cable between the other components with the Power Pack as the central connection point.

The interior has been ergonomically redesigned for the new touch screen control console. Interior features include an upgraded operator's control chair, wrap around solid surface control center, rear bench seat with monitoring station, and purpose-built, ruggedized climate control unit. A secondary monitoring station is incorporated at the rear of the operator's compartment for job monitoring by customer personnel. The cabin shell itself is constructed using NOV Hydra Rig's rigid foam composite panel shell system and the larger front and side windows provide the operator with excellent job visibility.

The skid mounted power pack is driven by a Caterpillar diesel engine and has a 90 GPM closed loop injector hydraulic system. All

питания, и оттуда центрально направляются к каждому из компонентов системы во время монтажа КУ. Бортовая выработка электроэнергии обеспечивается генератором с гидравлическим или независимым механическим приводом. Блок питания имеет резервную консоль управления с сенсорным экраном, что гарантирует полный контроль КУ в случае аварийной ситуации. Также на блоке питания находится ручное управление противовыбросовым оборудованием (ПО), позволяющее осуществлять поддержку системам контроля над ПО Merlin в случае аварии. При управлении ПО системой Merlin оператор получает на экране подтверждение положения плашек ПО до и после их срабатывания как во время проведения тестирования установки, так и во время ее работы.

Система Merlin первично устанавливается на инжектор модели HR 680 компании Hydra Rig с тяговым усилием в 36,3 т, который спроектирован под ГТ диаметром 88,9 мм. Система управления обеспечивает контроль тяги, натяжения цепи, состояния тормозной системы, смазки ГТ и ПО на устье скважины. Система Merlin также обнаруживает проскальзывание цепи и автоматически подстраивает тяговое усилие так, чтобы уменьшить возможность повреждения ГТ из-за проскальзывания. Кодовые датчики положения следят за скоростью цепи и записывают проходку инжектора для определения сроков технического обслуживания. Встроенные, гидравлически управляемые манифольды уменьшают количество пучков управляющих шлангов с 15 до 6. Независимые шланги между ПО и блоком питания сохраняются.

Полностью автоматический барабан с гидравлическим приводом основан на модели D3000 Drop-In-Drum компании Hydra Rig. Его можно быстро сменить, и он имеет емкость 5395 м ГТ диаметром 44,45 мм. Функция автоматической перемотки контролирует правильное оборачивание барабана гибкой трубой посредством автоматического управления приводом укладчика, позволяя последовательно и гладко сматывать или размотать ГТ. Многофункциональный счетчик с изменяемыми габаритами следит за скоростью ГТ и глубиной спуска.

Начальная функциональная проверка установки, смонтированной на салазках, с установленным прототипом системы Merlin уже завершена. Также были осуществлены испытания по транспортировке, которые дали понять, готова ли система к отправке для эксплуатации на удаленных месторождениях. Эти испытания были закончены в начале 4-го квартала 2009 года, а испытания на пробных скважинах закончились в конце 4-го квартала этого же года. Ожидается, что установка будет направлена на полевые испытания во втором квартале 2010 года.

Переход к компьютерной системе управления вместе с описанными выше дополнительными усовершенствованиями, безусловно, поднимет проведение внутрискважинных работ с применением колтюбинга на новый уровень, обеспечивая высочайший уровень безопасности и эффективности. ☉

hydraulic hose bundles and all Merlin control cables are stored on reels on power pack and are routed centrally from there to each Merlin component during rig-up of the unit. On board power generation is supplied by either hydraulic driven or independent engine-driven generator. The power pack has a redundant touch screen control console for complete unit control at the power pack in case of emergency, and for yard spooling operations without the control cabin. Also on the powerpack is a manual control station for emergency BOP operation to provide a back-up for the Merlin BOP controls. BOP operation through Merlin provides the operator on screen confirmation of each BOP ram position before and after actuation of the rams, both during testing and operation.

The Merlin system is initially installed on the Hydra Rig model HR 680 injector, which is designed for 80,000 pounds of continuous pull and tubing sizes up to 3-1/2" diameter. The control system provides computer control of drive traction, chain tension, brake state, tubing lubrication, and strippers. Merlin also detects chain slippage and auto- adjusts traction pressure, reducing the possibility of pipe damage due to slippage. Encoders monitor chain speed and log injector footage for maintenance. Integrated hydraulic control manifolds reduce the control hose bundle from 15 hoses to 6. Independent hoses are maintained between the BOPs and powerpack.

The hydraulically driven, fully automated reel is based on Hydra Rig's D3000 Drop-In-Drum design, with rapid change out drums, and a capacity of 17,700 feet of 1-3/4" tubing. The auto-spooler function controls proper coiled tubing wraps through automated control of the levelwind drive for consistent, even spooling of the coiled tubing on and off the drum. The multifunction, size adjustable counter monitors tubing speed and depth.

Initial functional testing of the skid mounted unit with the prototype Merlin control system installed has been completed. The unit is currently in extensive transportation trials to prove out the reliability of the system in real world oilfield lease-road driving conditions. Transportation testing is to be completed early Q4, 2009, with test-well trials completed by the end of Q4, 2009. It is anticipated that the unit will go to live-well field trials in Q2, 2010.

The progression to a computer controlled system partnered with these additional upgrades is sure to advance well-intervention with coiled tubing by providing unparalleled safety and efficiency. ☉



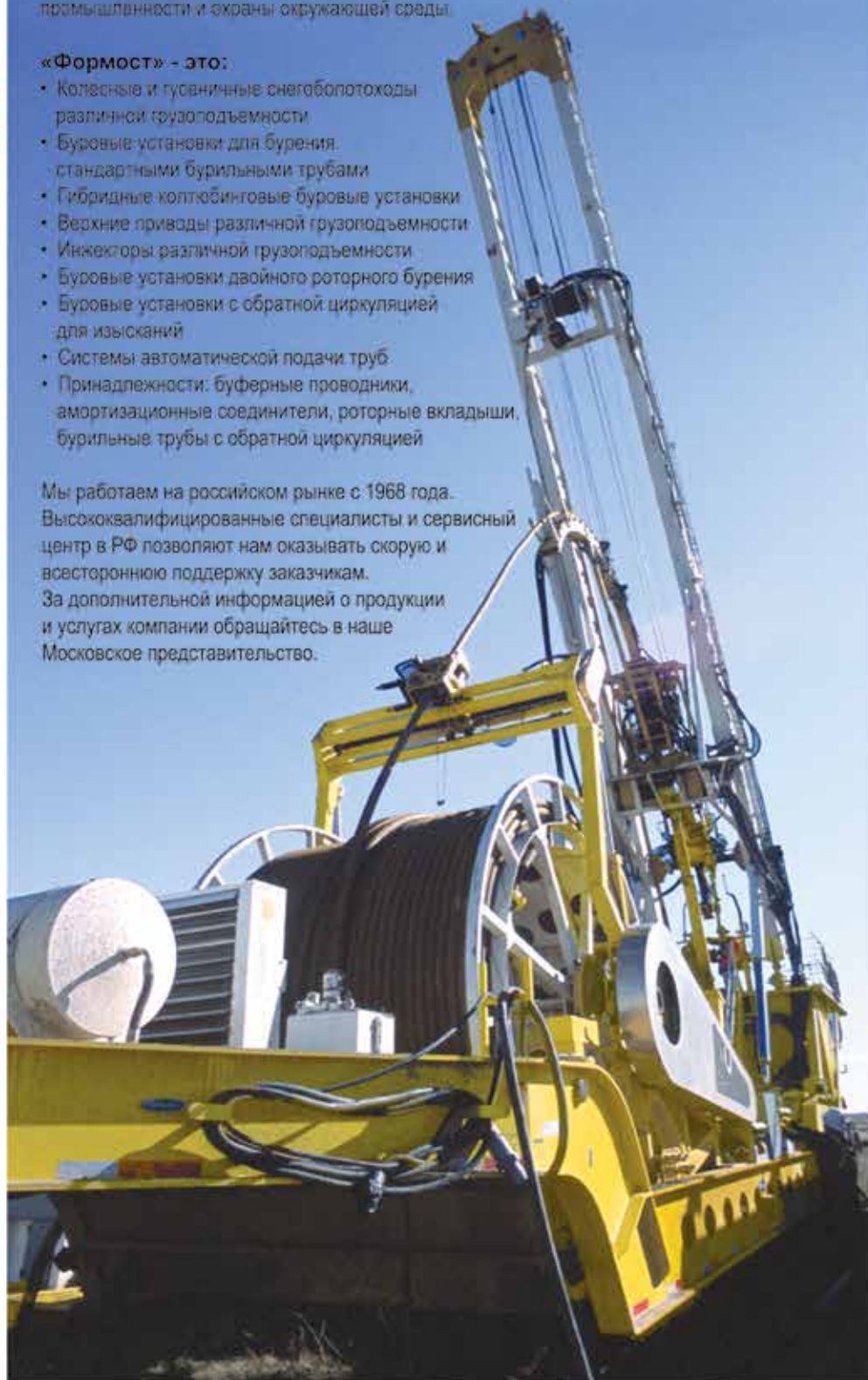
FOREMOST

Канадская компания «Формост Индастриз ЛП», основанная в 1965 году, является одним из мировых лидеров по производству высококачественного оборудования для нефтегазовой промышленности, а также строительства водозаборных скважин, разведки полезных ископаемых, геофизической промышленности и охраны окружающей среды.

«Формост» - это:

- Колесные и гусеничные снегоболотоходы различной грузоподъемности
- Буровые установки для бурения стандартными буровыми трубами
- Гибридные копьебинговые буровые установки
- Верхние приводы различной грузоподъемности
- Инжекторы различной грузоподъемности
- Буровые установки двойного роторного бурения
- Буровые установки с обратной циркуляцией для изысканий
- Системы автоматической подачи труб
- Принадлежности: буферные проводники, амортизационные соединители, роторные вкладыши, буровые трубы с обратной циркуляцией

Мы работаем на российском рынке с 1968 года. Высококвалифицированные специалисты и сервисный центр в РФ позволяют нам оказывать скорую и всестороннюю поддержку заказчикам. За дополнительной информацией о продукции и услугах компании обращайтесь в наше Московское представительство.



Формост

Московское представительство «Формост (Кипр) Лимитед» 119180, РФ, Москва, ул. Малая Полянка, д. 12А, офис 11-12
Тел.: +7 (495) 234-95-69, Факс: +7 (495) 234-98-16
E-mail: foremost@comail.com
Web-site: www. foremost.ca (доступна русская версия)

Гидроударное устройство для очистки ствола скважины с применением колонны гибких труб

Hydraulic Hammer Unit for Wellbore Cleanout with Coiled Tubing Application

С.Б. БЕКЕТОВ, СевКавГТУ, Академия технологических наук РФ, В.А. МАШКОВ, ОАО «Гемма»

S.B. BEKETOV, North Caucasus State Technical University, Russian Academy of Technical Sciences, V.A. MASHKOV, OAO Gemma

Одним из основных видов ремонтных работ в скважинах месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, как правило, является их промывка с целью удаления из забоев песчано-глинистых, проппантовых и других пробок. Применение колонны гибких труб для проведения таких скважино-операций является одним из перспективных направлений развития технологий ремонта скважин [1].

С целью повышения эффективности процесса нормализации забоев скважин авторами была разработана и внедрена конструкция гидроударного устройства, работающего в комплекте с колонной гибких труб. Использование устройства перспективно при разрушении плотных песчано-глинистых и проппантовых пробок, разбуривании цементных мостов в скважинах. Одним из преимуществ устройства является использование энергии тангенциально направленной струи рабочей жидкости на периферию ствола скважины и импульсное воздействие на разбуриваемую поверхность у стенки трубы обсадной колонны. При применении устройства улучшается ряд технологических показателей:

- обеспечивается механическое разрушение песчано-глинистой пробки за счет ударного воздействия зубьями коронки ударного механизма при восприятии избыточного давления площадью сечения ступенчатого поршня, под седлом имеющего больший диаметр;
- обеспечивается возвратно-поступательное перемещение коронки ударного механизма и импульсного повышения расхода и скорости восходящего потока рабочей жидкости, в интервале перфорации и межтрубном пространстве скважины, при взаимодействии зубьев коронки ударного механизма с

Одним из основных видов ремонтных работ в скважинах месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа является обычно операция промывки забоев скважин. Использование гибких труб для проведения таких скважино-операций является одним из перспективных направлений развития технологий ремонта скважин [1].

В целях повышения эффективности процесса нормализации забоев скважин авторами была разработана и внедрена конструкция гидроударного устройства, работающего в комплекте с колонной гибких труб. Использование устройства перспективно при разрушении плотных песчано-глинистых и проппантовых пробок, разбуривании цементных мостов в скважинах. Одним из преимуществ устройства является использование энергии тангенциально направленной струи рабочей жидкости на периферию ствола скважины и импульсное воздействие на разбуриваемую поверхность у стенки трубы обсадной колонны. При применении устройства улучшается ряд технологических показателей:

- Механическое разрушение песчано-глинистой пробки обеспечивается за счет ударного воздействия зубьями коронки ударного механизма при восприятии избыточного давления площадью сечения ступенчатого поршня, под седлом имеющего больший диаметр;
- обеспечивается возвратно-поступательное перемещение коронки ударного механизма и импульсного повышения расхода и скорости восходящего потока рабочей жидкости, в интервале перфорации и межтрубном пространстве скважины, при взаимодействии зубьев коронки ударного механизма с

Design of the unit with all its structural components is shown on Figure 1:

- Figure 1a – the unit in section with the original position of components.
- Figure 1b – unit structure in the position of hammer bit going out, impact on the surface of dense sand-clay plug and formation of additional hydrodynamic link between the longitudinal channel of the unit, the borehole cavity and the flushing hole of production tubing string.

The unit consists of the hollow shell 1 that is

поверхностью разбуриваемой пробки (цементного моста).

Конструкция устройства с обозначением всех конструктивных элементов приведена на рисунке 1, где:

- рисунок 1а – устройство в разрезе, в исходном положении деталей;
- рисунок 1б – конструкция устройства в положении выхода коронки ударного механизма, воздействия на поверхность плотной песчано-глинистой пробки и образования дополнительной гидродинамической связи осевого канала устройства с полостью скважины и осевым каналом лифтовой колонны труб.

Устройство состоит из полого корпуса 1, связанного верхним концом с седлом 2, на котором закреплен переходник 3. В осевом канале 4 полого корпуса 1, установлен кольцевой поршень 5, снабженный конусом 6, обращенным к ответной конической поверхности 7 седла 2. Кольцевой поршень 5 с конусом 6, седлом 2 образуют торцевой клапан. В полом корпусе 1 выполнены циркуляционные отверстия 8, перекрытые в исходном положении телом кольцевого поршня 5. В осевой канал 9 седла 2 пропущен полый шток 10, жестко связанный с кольцевым поршнем 5, который через опорную шайбу 11 опирается на пружину 12. Кольцевой зазор 13, образованный телом полого штока 10, с переходником 3 постоянно гидравлически связан радиальными каналами 14, с осевым каналом 15 полого штока 10 и седла 2. На нижнем конце кольцевого поршня 5 установлена коронка 16 с зубьями 17, на внешней стороне которой расположена гидромониторная насадка 18 с кольцевой камерой 19, гидравлически связанной радиальными каналами 20 с осевым каналом 21 коронки 16. На торце гидромониторной насадки 18 выполнены тангенциальные каналы 22, соединяющие кольцевую камеру 19 с окружающей средой (полостью скважины). Коронка 16 снабжена также дросселем 23, соединяющим осевой канал 21 с полостью скважины.

В исходном положении кольцевой поршень 5 с конусом 6 поджат усилием пружины 12 к конической поверхности 7 седла 2 с изоляцией кольцевого зазора 13 от кольцевого зазора под седлом 2. Торцевая поверхность полого корпуса 1, обращенная к разбуриваемой поверхности снабжена зубьями 24 для ее разрушения. Усилие поджима конуса 6 кольцевого поршня 5 к конической поверхности 7 седла 2 регулируется гайкой 25 на верхнем конце полого штока 10. Верхний конец переходника 3 снабжен присоединительной резьбой, которой устройство подсоединяется к нижнему концу гибкой колонны труб перед спуском в скважину.

Описываемое устройство позволяет проводить

connected with the saddle 2, on the upper end of which the adapter 3 is mounted. In the longitudinal channel 4 of the hollow shell 1 the ring piston 5 is installed. It has the cone 6, which is directed towards another conic surface 7 of the saddle 2. The ring piston 5 with the cone 6 and the saddle 2 combine into the end valve. Circulating holes 8 are made in the hollow shell 1. In the original position the body of the ring piston 5 overlaps them. The hollow rod 10 is inserted into the longitudinal channel 9 of the saddle 2 and is rigidly bound with the ring piston 5, which bears on the spring 12 via support washer 11. The radial space 13, which is formed by the body of the hollow rod 10 and the adapter 3, is constantly hydraulically connected with the radial valves 14, longitudinal channel 15 of the hollow rod 10 and saddle 2. On the lower end of the ring piston 5 the bit 16 with teeth 17 is installed. On the external side of the bit 16 a jet nozzle 18 with the annular space 19 is situated. The annular space 19 is hydraulically connected with the longitudinal channel 21 of the bit 16 via radial channels 20. On the end of the jet nozzle 18 cyclonic ports 22 are mounted. They link the annular space 19 with the medium (borehole cavity). The bit 16 is also equipped with the choke 23 that connects the longitudinal channel 21 with the borehole cavity.

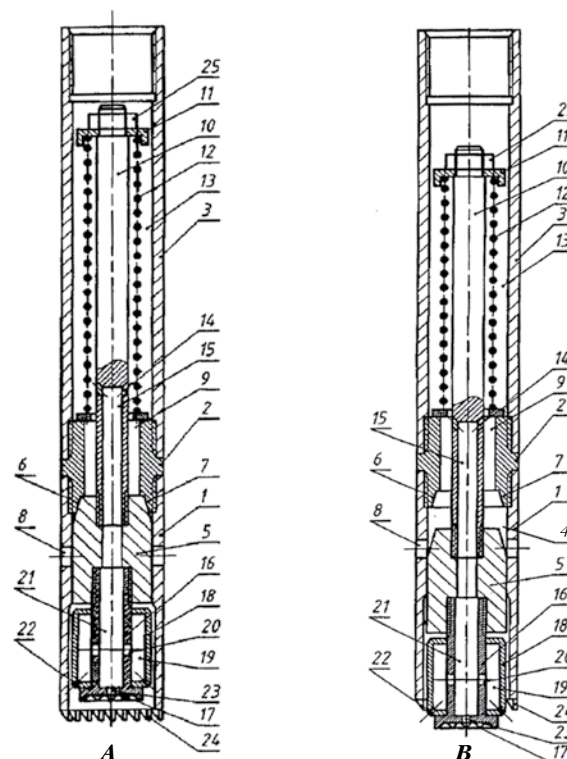
In the original position the ring piston 5 with the cone 6 are pressed by the spring 12 to the conic surface 7 of the saddle 2 with the isolation of the radial space 13 from the radial space under the saddle 2. The end face of the hollow shell 1, which is directed to the drillable surface, is equipped with teeth 24 for its destruction. The nut 25 on the upper end of the hollow rod 10 adjusts the force with which the cone 6 clamps the ring piston 5 to the conic surface 7 of the saddle 2. The upper end of the adapter 3 is equipped with the conjunctive thread, with which the unit connects to the lower end of the coiled tubing before RIH operation.

The unit described allows to perform operations with no drilling tool rotation, which is an important factor when one performs technological operations with coiled tubing string utilization. Pressure losses during the process of injection of operating fluid through the coiled tubing string may be as high as 2466–2610 psi (at well depth from 4925 ft to 9850 ft). It should be noted that the efficiency of dense plugs destruction operations with conventional nozzles utilization is decreased due to the nonuniformity of the operating fluid impact at peripheral sections. This results in creation of a hole in the central part of the plug and in consequent dissipation of jet energy. Application of this patented unit allows to substantially improve the process of plug removal thanks to mechanical and jet impact of the tangentially directed jet of operating fluid, which sinusoidally moves with respect to the tube wall during the process of jet nozzle rotation. Besides, there is a considerable increase in the speed of cement bridging destruction (conventional jet nozzles do not allow to perform such an operation).

работы без вращения рабочего инструмента, что является важным фактором при выполнении технологических операций с применением колонны гибких труб. Потери давления при прокачке по гибкой колонне труб рабочей жидкости могут достигать 17–18 МПа (при глубинах скважин 1500–3000 м). Следует отметить, что эффективность разрушения плотных пробок с применением обычных насадок снижается из-за неравномерности воздействия струи рабочей жидкости на периферийных участках. В центральной ее части образуется лунка, в которой гасится энергия струи. Применение запатентованного нами устройства позволяет существенно улучшить процесс разрушения пробки за счет механического воздействия и гидромониторного импульсного воздействия тангенциально направленной струей рабочей жидкости, совершающей синусоидальное перемещение относительно стенки трубы при вращении гидромониторной насадки. Кроме того, значительно повышается скорость разбуривания цементных мостов (обычные гидромониторные насадки не позволяют разбуривать мосты).

РАБОТА УСТРОЙСТВА

Устройство через переходник 3 подсоединяют к нижнему концу гибкой колонны труб и спускают в скважину до контакта зубьями 24 на торце полого корпуса 1 с поверхностью песчано-глинистой пробки или цементного моста. В колонну гибких труб подают рабочую жидкость (обычно применяются жидкости на водной или нефтяной основе) с заданным расходом и расчетным давлением, которая поступает в осевой канал переходника 3 и подается в кольцевой зазор 13, где через радиальные каналы 14 в теле полого штока 10 подается в осевой канал кольцевого поршня 5 и далее в осевой канал 21 коронки 16. Через радиальные отверстия 20 рабочая жидкость из осевого канала 21 коронки 16 подается в кольцевую камеру 19 гидромониторной насадки 18, которая приводится во вращение за счет реакции струй, истекающих из тангенциальных каналов 22, и воздействует на разбуриваемую поверхность по всему периметру. Часть от суммарного расхода рабочей жидкости, подаваемой в гибкую колонну труб, непрерывно подается в дроссель 23 с воздействием на разрушаемую поверхность по центру. При этом суммарный расход рабочей жидкости через дроссель 23 и тангенциальные каналы 22 в гидромониторной насадке 18 принимается меньше расхода рабочей жидкости,



1 – полый корпус, 2 – седло, 3 – переходник, 4 – осевой канал, 5 – кольцевой поршень, 6 – конус, 7 – коническая поверхность седла, 8 – циркуляционные отверстия, 9 – осевой канал седла, 10 – полый шток, 11 – опорная шайба, 12 – пружина, 13 – кольцевой зазор, 14 – радиальный канал, 15 – осевой канал, 16 – коронка, 17 – зубья коронки, 18 – гидромониторная насадка, 19 – кольцевая камера, 20 – радиальные каналы, 21 – осевой канал коронки, 22 – тангенциальные каналы гидромониторной насадки, 23 – дроссель, 24 – зубья

Рисунок 1 – Гидроударное устройство

1 – hollow shell, 2 – saddle, 3 – adapter, 4 – longitudinal channel, 5 – ring piston, 6 – cone, 7 – conic surface of the saddle, 8 – circulating holes, 9 – longitudinal channel of the saddle, 10 – hollow rod, 11 – support washer, 12 – spring, 13 – radial space, 14 – radial channel, 15 – longitudinal channel, 16 – bit, 17 – bit teeth, 18 – jet nozzle, 19 – annular space, 20 – radial channels, 21 – longitudinal channel of the bit, 22 – cyclonic ports of the jet nozzle, 23 – choke, 24 – teeth

Figure 1 – Hydraulic hammer unit

UNIT OPERATION

The unit is connected to the lower end of coiled tubing string through the adapter 3 and is lowered down the wellbore up to the level when teeth 24 on the face of the hollow shell 1 reach the surface of sand-clay plug or cement bridging. Operating fluid is injected through the coiled tubing string (water-based or oil-based fluid is usually used) with the specified consumption rate and pressure. Then it goes through the longitudinal channel of adapter 3 to the radial space 13. After that it flows through radial channels 14 to the body of the hollow rod 10, gets to the longitudinal channel of the ring piston 5 and then through the longitudinal channel 21 to the bit 16. Through radial channels 20 operating fluid from the longitudinal channel 21 of the bit 16 is injected to the annular space 19 of the jet nozzle 18, which rotates due to the reaction of jets flowing out

подаваемой с поверхности по колонне гибких труб, что приводит к плавному росту перепада давления в их осевом канале. С ростом перепада давления последнее воспринимается площадью сечения кольцевого поршня 5, со стороны кольцевого зазора 13, который поджат к конической поверхности 7 седла 2 усилием сжатой пружины 12. При превышении усилия пружины 12 кольцевой поршень 5 отжимается от поверхности седла 2 и избыточное давление воспринимается кольцевым поршнем 5 по большему диаметру. Это приводит к резкому перемещению кольцевого поршня 5 вместе с коронкой 16 в направлении поверхности песчано-глинистой пробки с механическим воздействием на нее зубьями 17. При перемещении кольцевого поршня 5 в осевом канале полого корпуса 1 последний проходит циркуляционные отверстия 8 с дополнительным сжатием пружины 12, и рабочая жидкость с увеличенным расходом подается в осевой канал лифтовой колонны труб, что способствует эффективному перемещению-подъему механических частиц из скважины. Давление рабочей жидкости в осевом канале гибкой колонны труб снижается и усилием сжатой пружины 12 сборка: полый шток 10, кольцевой поршень 5 с коронкой 16 и с гидромониторной насадкой 18 перемещаются вверх относительно циркуляционных отверстий 8 полого корпуса 1 с прекращением подачи через них рабочей жидкости. Усилием сжатой пружины 12 кольцевой поршень 5 своим конусом 6 садится на коническую поверхность 7 седла 2. Давление рабочей жидкости в осевом канале гибкой колонны труб и внутри устройства плавно возрастает, и после увеличения давления до расчетного значения процесс гидромеханического воздействия на разбурывающую поверхность повторяется.

При возвратно-поступательном перемещении кольцевого поршня 5 в сборе с коронкой 16 и вращении гидромониторной насадки 18 струя рабочей жидкости, истекающая из тангенциальных каналов 22, совершает относительно стенки лифтовой колонны труб синусоидальное перемещение, что способствует интенсификации процесса разрушения плотной песчано-глинистой пробки на периферии.

Устройство успешно применяется при работе в нефтяных скважинах. ☉

of cyclonic ports 22. So operating fluid is acting on the whole perimeter of drillable surface. Some part of the operating fluid is constantly injected through the coiled tubing string into the choke 23, which provides a central impact on the drillable surface. Total consumption of the operating fluid through the choke 23 and cyclonic ports 22 of the jet nozzle 18 is less than the consumption of the operating fluid injected through the coiled tubing string, which leads to the smooth rise of differential pressure in the longitudinal channel of the string. The increase of differential pressure from the direction of radial space 13 is taken up by the sectional area of the ring piston 5, which is pressed to the conic surface 7 of the saddle 2 by the compressed spring 12. When the spring power is exceeded, the ring piston 5 is released from the surface of the saddle 2 and excess pressure is received by larger diameter of the ring piston 5. This leads to the jump of the ring piston 5 together with the bit 6 in the direction of sand-clay plug surface, which results in mechanical impact of bit teeth 17 on the plug. While moving in the longitudinal channel of the hollow shell 1, the ring piston 5 passes through circulating holes 8 and provides additional compression of the spring 12. This results in the increased consumption of the operating fluid in the production tubing string, which provides an efficient removal of mechanical particles from well. While the pressure of the operating fluid in the longitudinal channel of the coiled tubing string decreases, compressed spring 12 moves the hollow rod 10, the ring piston 5, the bit 16 and the jet nozzle 18 up with respect to circulating holes 8 of the hollow shell 1. As a result, the operating fluid supply through them stops. The ring piston 5 with the cone 6 is then pressed to the conic surface 7 of the saddle by the spring 12. The pressure of the operating fluid in the longitudinal channel of the coiled tubing string and inside the unit is smoothly increased and, after reaching the design value, the process of hydromechanical impact on the drillable surface is repeated.

Back-and-forth motion of the ring piston 5, the bit 16 and the jet nozzle 18 provides a sinusoidal movement of the operating fluid jet, coming from cyclonic ports 22, with respect to the wall of the production tubing string. This leads to intensification of the process of dense sand-clay plug destruction at the periphery.

The device is successfully used to perform operations in oil wells. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Комплексная технология проведения ремонтных работ и интенсификации притока углеводородов с применением колонны гибких труб / С. Б. Бекетов [и др.] // Нефть, газ и бизнес. М. – 2008. – №7. С. 62–66.
2. Гидроударное устройство для очистки ствола скважины от песчаной пробки / С. Б. Бекетов [и др.] // Патент РФ на изобретение №2303121 Приоритет от 18.08.2005 г.

Применение азотных компрессорных станций повышенной производительности при операциях колтюбинга

Технологии колтюбинга способствуют снижению себестоимости добываемой нефти и газа, полной доработке всех нефтегазовых месторождений.

Технологии колтюбинга являются новыми технологиями, позволяющими увеличить период эффективной добычи. Областью применения данного оборудования является проведение геофизических исследований, увеличение производительности скважин, бурение скважин малого диаметра, боковых и горизонтальных стволов в существующих скважинах, углубление и повторное вскрытие, в том числе в условиях депрессии на продуктивный пласт, проведение ремонтно-восстановительных работ в глубоких скважинах всех типов (вертикальных, горизонтальных, наклонно-направленных и др.).

Одним из важных элементов комплекса колтюбингового оборудования является азотная компрессорная станция.

Азот получают промышленным путем непосредственно на объекте, выделяя его из воздуха. Азот, закачиваемый в пласт под высоким давлением, снижает гидростатическое давление в стволе скважины, обеспечивает пожаро- и взрывобезопасность, предотвращая коррозию, позволяет продлить срок службы промышленного объекта.

Операции по освоению происходят путем закачки газообразного азота в скважину (на заданной глубине/глубинах, при заданных параметрах по производительности и давлению). Расходы по азоту могут изменяться с течением времени согласно утвержденному плану работ.

Азотные компрессорные станции, выпускаемые промышленной группой «Тегас», при колтюбинговом способе бурения обеспечивают:

- вызов притока путем снижения уровня жидкости в скважине;
- оттеснение скважинной жидкости газообразным азотом на определенную глубину;
- освобождение скважин от водяного блокирования, извлечение пластового флюида или продуктов реакции после кислотной обработки из призабойной зоны и других операциях.

Промышленная группа «Тегас» производит широкую номенклатуру газоразделительной техники и компрессорного оборудования. Одним из приоритетных направлений является производство, модернизация и сервисное обслуживание азотных компрессорных станций.

Для нас как производителей важно предоставить заказчику возможность выбора компрессорного оборудования, реализованного с применением новых технологий, конструктивных решений и комплектующих для того, чтобы с минимальными затратами и максимальным эффектом выполнить поставленную задачу.

Тегас ведет непрерывную работу над модернизацией производимой техники и улучшением ее технических характеристик.

Благодаря новым конструкторским решениям и производственным возможностям мы существенно расширили номенклатурный ряд производимых азотных компрессорных станций. Увеличение производительности произведено за счет глубокой модернизации компрессора и применения современных материалов при его изготовлении.



ТГА 16/251 С -95 на шасси КАМАЗ

СДА-5/101 на шасси КАМАЗ



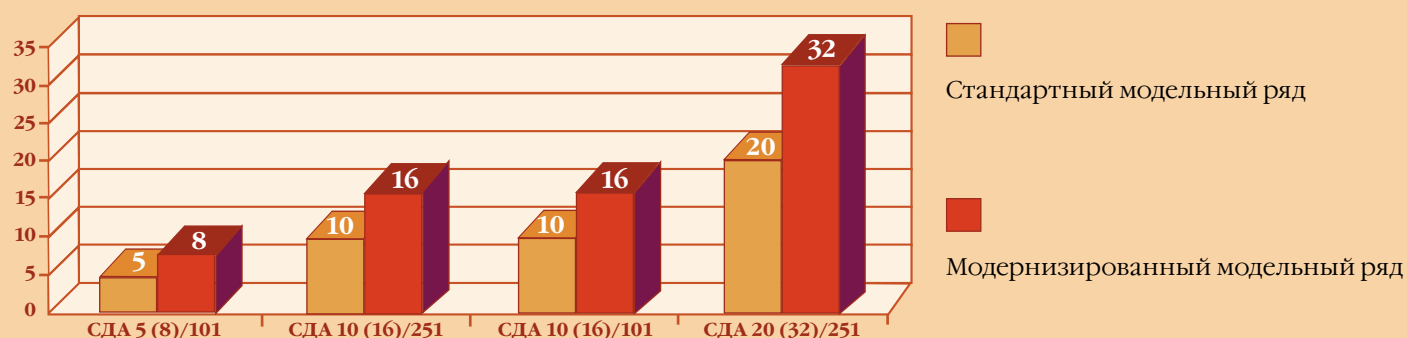
Серия самоходных азотных компрессорных станций СДА (НДА) имеет в своем составе станции с увеличенной на 60% производительностью по азоту высокой чистоты, при сохранении массогабаритных показателей (таблица 1):

Таблица 1 – Номенклатура серийно выпускаемых азотных компрессорных станций

Станции СДА (стандартная номенклатура)			Станции СДА с увеличенной производительностью		
Наименование	Производительность, $\text{нм}^3/\text{мин}$	Давление, атм., избыточное	Наименование	Производительность, $\text{нм}^3/\text{мин}$	Давление, атм., избыточное
СДА 5/101	5	100	СДА 8/101 М	8	100
СДА 5/220	5	220	СДА 8/220 М	8	220
СДА 10/251	10	250	СДА 16/251 М	16	250
СДА 10/101	10	100	СДА 16/101 М	16	100
СДА 20/251	20	250	СДА 32/251 М	32	250

Новые станции повышенной производительности позволяют получить больше азота при аналогичных затратах на электроэнергию или дизельное топливо.

Сравнение производительности стандартных и модернизированных азотных станций СДА



Кроме этого, Тегас запустил новый ряд азотных станций типа ТГА с диапазоном давления 5–400 атм. и производительности 1–50 $\text{м}^3/\text{мин}$, чистота получаемого азота при этом 90–99,9%. В настоящее время установки сертифицированы и хорошо зарекомендовали себя на промышленных объектах России и за рубежом.

Азотные компрессорные станции ТГА – высокоэффективные и исключительно надежные системы по получению азота под высоким давлением из атмосферного воздуха. Способ получения азота происходит путем разделения воздуха на полуволоконных мембранах. Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникания газов через полимерную мембрану под действием перепада парциальных давлений.

При разработке установок применен многолетний опыт эксплуатации аналогов (СД, НД, СДА, НДА и др.), что позволило внести ряд конструктивных изменений, касающихся продления срока службы, применения новых материалов и комплектующих, оптимизации компоновки оборудования, конструктивных улучшений и др. Компрессорные станции ТГА успешно подтверждают параметры, заложенные при проектировании.

Гарантийный срок азотных компрессорных станций ТГА – 24 месяца.

Станции ТГА соответствуют строгим мировым стандартам, модельный ряд станций не имеет аналогов на территории России по своим рабочим характеристикам, комплектации и возможности транспортировки. Все азотные станции ТГА комплектуются мембранными газоразделительными блоками и компрессорными установками как собственного производства, так и компрессорами ведущих мировых лидеров с использованием оригинальных схем подключения и компоновки внутренних комплектующих и узлов.

Создание подобных компрессорных установок существенно повышает производительность, улучшает условия труда, экологический уровень и безопасность промышленных объектов.

По договоренности с заказчиком имеется возможность предоставления оборудования в аренду с экипажем для проведения согласованного объема работ.

Ждем ваших заявок и приглашаем к сотрудничеству!



ООО «ТЕГАС»

350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43

тел. (861) 299-09-09, ф. (861) 279-06-09

info@tegaz.ru – заказ оборудования

www.tegaz.ru

НА ЭТАПЕ «ПЕРЕЗАГРУЗКИ» AT THE 'RELOAD' STAGE

Нефтегазосервисный рынок, несмотря на довольно мрачные прогнозы, преодолел кризисный период без тяжелых потерь. Сегодня этот сектор экономики вновь входит в полосу стабильности, аналитики предрекают ему серьезный рост. По оценкам экспертов, в 2011 году капвложения нефтегазовых компаний в поисковые и нефтесервисные услуги за вычетом инвестиций Газпрома достигнут уровня предкризисного 2007 года и даже превысят его. К 2012 году рынок нефтесервиса в России достигнет 20 млрд долларов без учета офшорного бурения (в 2009 году его емкость составляла 15 млрд долларов). 55% этой суммы придется на Западную Сибирь. Об этом было заявлено на Первой Международной конференции «Нефтегазовый сервис. Западная Сибирь», прошедшей в Тюмени.

В 2011 году капвложения нефтегазовых компаний в поисковые и нефтесервисные услуги за вычетом инвестиций Газпрома достигнут уровня предкризисного 2007 года и даже превысят его. К 2012 году рынок нефтесервиса в России достигнет 20 млрд долларов без учета офшорного бурения (в 2009 году его емкость составляла 15 млрд долларов). 55% этой суммы придется на Западную Сибирь.

Напомним, что в России нефтесервисная отрасль совсем недавно пережила расцвет. Наиболее благоприятным годом для нее называют 2007. В то время рынок рос гигантскими темпами, нефтесервисные компании успешно размещали ценные бумаги, приходили новые игроки, не ослабевал спрос со стороны нефтяников, прогнозы были исключительно позитивные. Однако 2008 год развернул ситуацию на 180 градусов. Эксперты стали предрекать нефтесервису упадок, утверждали, что надвигающуюся бурю пережить будет тяжело, после кризиса выживут только крупные игроки, и те понесут большие потери. Такой пессимизм строился на основании планов нефтяных компаний по сокращению капитальных затрат, тогда они были урезаны в среднем от 15 до 35%. Причем в первую очередь пострадали инвестиции в геологоразведку.

Однако 2009 год остался позади. По его итогам нефтесервисный рынок хоть и показал снижение, но не столь сокрушительное, как предполагалось

In spite of rather gloomy forecasts, the market of oilfield services has overcome the crisis stage without dramatic losses. Today it is getting back on the fast track for stability and considerable growth, anticipated by analytics. According to the expert estimates, in 2011 the level of capital investment made by oil & gas operators in exploration and oilfield services (Gazprom investment not included) will reach the pre-crisis level observed in 2007, and even exceed it. By 2010 the Russian oilfield services market will amount to \$20 billion, which, however, does not include the offshore drilling segment, whose capacity amounted to \$15 billion in 2009. Fifty-five per cent of this 20-billion estimate account for Western Siberia. This has been declared at the conference Oilfield Service. Western Siberia, which took place in Tyumen.

It's worth mentioning, that it was not so long ago that the Russian market of oilfield services enjoyed its heyday. 2007 is believed to be the most favorable year. At that time the market was growing at breakneck pace, service companies were successfully issuing securities, new players were arriving on the scene, the demand from operators was never falling – the forecasts used to be exceptionally optimistic. However in 2008 the situation took a drastic 180-degree turn. Experts began to predict decline of oilfield services, asserted that it would be hard to find shelter from the impending storm, that only the major market players would survive, suffering tremendous losses, notwithstanding. There were good grounds for such pessimism – oil and gas companies had plans to cut capital investment, and they did so – investment was curtailed, on average, by 15 to 35%. Investment in geological exploration suffered most of all.

However, 2009 is now well behind us. Even though the end-of-the-year results showed decrease, it was not as sharp as predicted. According to Sergey Zhdanov, Veles Capital, decrease in dollar terms across all segments was 30%, whereas in ruble terms the market fell by 10–15%. According to the information provided by Anna Duboskaya, Director of marketing & analytics, Hulliburton Moscow, in the first quarter of 2009 the market declined, on average, by 30–35%, but as a result of further development, the decline curve plateaued at around 25%.

The equipment manufacturing sector suffered the most substantial losses (more than 50% in dollar terms). Apart from reduced demand among domestic consumers, competition from international manufacturers, mostly Chinese, contributed greatly to

ранее. По оценкам Сергея Жданова из «Велес-капитала», снижение по всем сегментам составило в долларовом выражении 30%, в рублевом же эквиваленте рынок «просел» всего на 10–15%. Как уточнила директор по маркетингу и аналитике компании Halliburton в Москве Анна Дубовская, в первом квартале 2009 года рынок упал в среднем на 30–35%, но в дальнейшем произошла коррекция и снижение составило примерно 25%.

Наибольшие потери понес сектор производства нового оборудования (более 50% в долларовом исчислении). Помимо снижения спроса российских потребителей, свою роль здесь сыграла и конкуренция со стороны зарубежных игроков, в первую очередь из Китая. Вторым по уровню сокращения объемов стал сектор геофизики и разведочного бурения. Потери по нему составили 39% и 42% соответственно, хотя в целом по сегменту бурения изменения относительно 2008 года были незначительные и составили всего 3%, добавили эксперты. Вытянуло отрасль эксплуатационное бурение. В некоторой степени российским компаниям помогла и девальвация рубля, произошедшая в конце 2008 года.

На начало 2009 года рынок был разделен между следующими игроками: 43% заняли сервисные подразделения вертикально интегрированных компаний, на втором месте находилась буровая компания «Евразия» (17%), далее – Шлюмберже (11%), Интегра (7%), Baker Hughes и Halliburton (по 3%).

На сегодняшний день отрасль находится на этапе «перезагрузки», она вновь возвращается к позитивному сценарию, констатируют аналитики. Для этого у рынка есть все основания: внушает оптимизм цена на нефть, добывающие компании еще в начале 2009 года подкорректировали в сторону увеличения производственные показатели. Как полагают специалисты, в ближайшем будущем наибольшую долю рынка будут занимать такие сегменты, как бурение, капитальный ремонт скважин и заканчивание, достаточно динамично будет развиваться сектор обслуживания насосного оборудования, к 2020 году вдвое вырастет сегмент производства нового оборудования.

По оценкам экспертов, к 2020 году рост рынка поисковых и нефтесервисных услуг в натуральном выражении превысит 300%. Особенно перспективным представляется период до 2016–2017 гг., когда будут вводиться новые нефтегазовые месторождения.

Однако еще более перспективен, чем российский, рынок Казахстана и Азербайджана, уверены эксперты. Для отечественных компаний большой потенциал таится в таких регионах, как Сирия, Ирак, Латинская Америка. ☉

**Яна НЕТРЕБОВСКАЯ, специальный корреспондент
журнала «Время колтюбинга» в Тюмени**

According to the expert estimates, in 2011 the level of capital investment made by oil & gas operators in exploration and oilfield services (Gazprom investment not included) will reach the pre-crisis level observed in 2007, and even exceed it. By 2010 the Russian oilfield services market will amount to \$20 billion, which, however, does not include the offshore drilling segment, whose capacity amounted to \$15 billion in 2009. Fifty-five per cent of this 20-billion estimate account for Western Siberia.

this negative trend. The geophysics and exploration drilling segments came second in terms of financial cutback, with drops around 39% and 42% respectively. However, in general, compared to 2008, the drilling market saw just an insignificant 3% fall, experts noted. Production drilling pulled out the segment. Another factor that helped Russian companies to certain extent was ruble devaluation that was observed in late 2008.

As of early 2009, the following players shared the market: 43% belonged to service divisions of vertically-integrated companies, the runner-up was drilling company Eurasia (17%), then Schlumberger (11%), Integra (7%), Baker Hughes and Halliburton (3% each).

Today, the industry is going through the 'reload' stage and moving forward towards a steady positive development, analytics note. And the market has every reason for this: oil price is a real cause for optimism, already at the beginning of 2009 oil and gas companies adjusted production figures upwards. Industry specialists believe that in the nearest future the dominant segments of the market will be drilling, well workover and completion, dynamic development is predicted for the segment of pumping equipment service, by 2020 the segment of equipment manufacturing will double.

According to expert estimates, by 2020 the market of exploration and oilfield services will exceed, in physical terms, 300%. The period prior to 2016–2017 is supposed to be the most promising, while new oil fields will be developed during this time.

However, the markets of Kazakhstan and Azerbaijan are even more promising than Russian, assure experts. An enormous potential for domestic companies is seen in such regions as Syria, Iraq and Latin America. ☉

**Yana NETREBOVSKAYA, Special Correspondent for Coiled
Tubing Times Journal in Tyumen**

МОЛОДЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

YOUNG DEVELOPERS OF NEW TECHNOLOGIES

В Тюменском технопарке прошла IV Научно-техническая конференция «Современные технологии ТЭК Западной Сибири».

Организаторами мероприятия выступили Ассоциация инженерного образования ТюмГНГУ и Тюменская секция Международного общества инженеров-нефтяников SPE и ее студенческое отделение при ТюмГНГУ. Участниками конференции стали представители России и других стран СНГ.

Большой интерес к конференции проявили крупные научно-исследовательские структуры: Тюменский нефтяной научный центр, Институт проблем нефти и газа РАН, СургутНИПИ-нефть, КогалымНИПИнефть, БелНИПИнефть, ПО «Белоруснефть», ведущие профильные вузы России, а также нефтегазодобывающие и сервисные компании «Роснефть», «Лукойл – Западная Сибирь», ТНК-BP, «Шлюмберге», «Сургутнефтегаз», «ЮгсонСервис» и др.

Тематика конференции была сфокусирована на вопросах увеличения добычи тяжелой нефти путем бурения многозабойных скважин, управления процессом разработки с помощью «интеллектуальных скважин», экологически безопасной утилизации попутных нефтяных газов, снижения стоимости бурового инструмента и т.д. Работой секции «Ремонт и восстановление скважин», одной из пяти, руководил член редакционного совета журнала «Время колтюбинга» заведующий кафедрой ТюмГНГУ профессор Г.П. Зозуля.

Оргкомитет конференции испытывает особенную гордость от того, что удалось собрать большое число молодых, перспективных ученых, которые представили результаты своих опытно-конструкторских и экспериментальных работ по самым актуальным проблемам разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, а также ноу-хау в области бурения, капитального ремонта и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Ряд работ выполнялся непосредственно на предприятиях и отличается предельной

The IV Scientific and Technical Conference “Modern Technologies of Western Siberia Fuel and Energy Complex” was held in Tyumen Technological Park. This event was organized by the Association of Engineering Education of TSOGU and Tyumen Section of the International Society of Petroleum Engineers SPE and its Student Branch at TSOGU. The participants were representatives of both Russia and other FSU countries.

The Conference enjoyed great interest from major research institutions: Tyumen Oil Research Center; Institute of Oil and Gas, the Russian Academy of Sciences; SurgutNIPI-neft; KogalymNiPineft; BelNIPIneft; Belarusneft; the leading field-specific universities in Russia, as well as oil and gas and service companies such as Rosneft, LUKoil – Western Siberia, TNK-BP, Schlumberger, Surgutneftegas, Yugson-Service etc.

The conference was focused on aspects of heavy crude production enhancement by drilling multibranch wells, management of the development process with the help of “intelligent wells”, environmentally safe disposal of associated petroleum gases, drilling tools costs reduction etc. The work of the section Well Workover and Recovery, one of the five, was supervised by a member of the Editorial Board of Coiled Tubing Times – Department Chairman at TSOGU, Professor G.P. Zozulya.

The Steering Committee of the Conference takes a special pride in the fact that they managed to gather a large number of young, promising scientists who presented results of their design and experimental work that touched upon the most pressing problems of development of oil, natural gas and gas condensate fields, as well as know-hows in the areas of drilling, workover and operation of oil and gas wells. A number of studies were carried out onsite, at companies’ facilities and



востребованностью. Многие доклады могут рассматриваться на уровне законченных глав диссертации. Цвет подрастающей научной мысли удалось собрать в первую очередь потому, что студентам, молодым специалистам, аспирантам, уже зарекомендовавшим себя внутри своей компании или исследовательской организации, была предоставлена уникальная возможность принять участие в столь престижном мероприятии бесплатно.

В конкурсе научных работ, проведенном в рамках конференции, первого места в номинации «Инновационный подход» был удостоен выпускник ТюмГНГУ 2008 года, а ныне – инженер Шлюмберже Алексей Борисенко за исследование «Основы методики определения остаточной проводимости проппантной упаковки при проведении ремонта скважин методом гидравлического разрыва пласта». В номинации «Новизна» победил студент 2-го курса ТюмГНГУ Дмитрий Галиос с работой «Анализ кривых восстановления давления при различных формализациях порово-трещинной среды». Первое место по «Практической значимости» занял аспирант, специалист ТНК-ВР Игорь Коваленко, давший «Обоснование плотности сетки горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях». В «Оригинальности идеи» равных не было студенту 3 курса Альметьевского ГНИ Дамиру Шайхутдинову, предложившему «Сравнительный анализ методов расчета давления на приеме насоса».

Взгляните на фотографию участников: красивые лица, умные глаза, пытливые взгляды. С таким молодым пополнением нашей нефтегазовой мысли не страшны никакие кризисы! ☺

Андрей Коротченко, председатель Тюменской секции SPE International

are believed to be highly relevant to today's challenges of the industry. Many reports can be viewed as completed chapters of theses. The Conference managed to attract the most lucid minds of the rising generation of scientists because, in the first place, the students, young professionals, graduate students with a proven track record within their companies or research organizations, were provided a unique opportunity to take part in this prestigious event for free.

In the competition of scientific papers, held as part of the conference, the first place in the category "Innovational Approach" was awarded to a graduate of TSOGU 2008, and now – a Schlumberger engineer Aleksey Borisenko, for a study entitled "Fundamentals of Methodology for Determining Residual Conductivity of Proppant Packing after Hydraulic Fracturing". The winner in the category "Novelty" was a second-year student at TSOGU Dmitry Galios with his paper "Analysis of Pressure Recovery Curves at Different Formalizations of the Porous-fractured Medium". The first place for "Practical Significance" was given to a post-graduate student, TNK-BP specialist, Igor Kovalenko, who has provided "Justification for Pattern Arrangement of Horizontal Wells in Oil Fields." Damir Shaikhutdinov, a third-year student at Almet'yevsk State Oil Institute had no equal in "Originality of Idea" with his "Comparative Analysis of Methods for Calculating Pump Intake Pressure".

Look at the picture of participants: beautiful faces, intelligent eyes, inquisitive glances. With this young generation joining our oil and gas think tank the industry will stand any crisis! ☺

Andrey Korotchenko, Chairman of Tyumen Section SPE International

АНКЕТА

«Времени колтюбинга»

Coiled Tubing Times Questionnaire

Мы попросили представителей сервисных компаний ответить на следующие вопросы:

1. На каких видах работ специализируется Ваша компания?
2. Какие основные операции Ваше предприятие проводит с помощью колтюбингового оборудования?
Какова их результативность (высокая, средняя, низкая)?
3. Какие уникальные операции Вам удавалось производить с помощью колтюбинговых установок?
4. Как отразился экономический кризис на стоимости работ?
5. Какие новые технологии Ваша компания собирается освоить?
6. О каких колтюбинговых технологиях и конкретных операциях Вам хотелось бы знать больше?
7. Какие технологии нефтегазового сервиса будут наиболее востребованы в ближайшем будущем?

We have asked representatives of oilfield service companies to answer the following questions:

1. What types of operations does your company specialize in?
2. What are the main types of operations that your company performs with application of coiled tubing equipment?
How can you describe the efficiency of such operations (high, medium, low)?
3. What unique coiled tubing operations has your company managed to perform?
4. In what way has the economic crisis affected the cost of operations?
5. What new technologies is your company going to adopt?
6. What coiled tubing technologies and specific operations would you like to learn more about?
7. What technologies of oilfield services will be in the most demand in the nearest future?

А.Н. Хамидуллин, генеральный директор
ООО «Койлтюбинг-Сервис»



A.N. Khamidullin, Managing Director,
OOO Coiled Tubing Service

1. Промывка забоя скважины, очистка НКТ от асфальто-смолисто-парафиновых отложений, обработка призабойной зоны, изоляционные работы.
 2. Ремонтно-изоляционные работы, стимуляция притока. Результативность средняя.
 3. С помощью специально разработанного растворителя нам удалось ввести в эксплуатацию скважину, бездействовавшую в течение двадцать лет.
 4. Стоимость работ снизилась на 20–40%.
 5. Изоляцию водопритока на основе новых материалов; промывки, ОПЗ горизонтальных скважин; ГРП, освоение после ГРП.
 6. Бурение колтюбингом; ГРП; освоение после ГРП.
 7. Ремонтно-изоляционные работы; стимуляция притока.
1. Flushing of bottomhole; removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the tubing; bottomhole treatment, isolating works.
 2. Squeeze jobs; production stimulation.
The efficiency is medium.
 3. With the help of a custom designed solvent we have managed to bring in a well that had been inactive for 20 years.
 4. The cost of operations has reduced by 20 – 40%.
 5. Water shut-off treatment using new materials; flushings, bottomhole treatments of horizontal wells; hydraulic fracturing, well completion after fracturing.
 6. Coiled tubing drilling; hydraulic fracturing, well completion after fracturing.
 7. Squeeze jobs; production stimulation.

О.В. Андреев, ведущий инженер-технолог
ООО «Газпром подземремонт Оренбург»



O.V. Andreev, Chief Process Engineer,
OOO Gazprom podzemremont Orenburg

1. На капитальном ремонте скважин как с помощью колтюбинга (М20), так и с использованием больших станков KREMKO, AIDEKO.
 2. Селективные кислотные обработки (СКО), ПСПО, обработки призабойной зоны пласта кислотными и пенными системами, ликвидация асфальто-смолисто-парафиновых отложений в НКТ.
 3. –
 4. Стоимость работ снизилась на 30–40%.
 5. Закачку цемента через ГТ диаметром 38,1 мм.
 6. Бурение колтюбингом; изоляция водопритока.
 7. См. п. 6.
1. Well workover, using both coiled tubing units (M20) and large tools (KREMKO, AIDEKO).
 2. Selective acid treatments, RIH/POOH, acid and foam treatments of bottomhole formation zone; removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the tubing.
 3. –
 4. The cost of operations has reduced by 30 – 40%.
 5. Injection of cement slurry through 1-1/2-in. coiled tubing.
 6. Coiled tubing drilling; water shutoff treatment.
 7. See point 6.

В.Г. Таран, зав. отделом добычи нефти и газа СП «Полтавская газонефтяная компания»



V.G. Taran, Head of Oil & Gas Production Department, SP Poltavskaya Oil & Gas Company

1. Поскольку компания нефтегазодобывающая, основные виды работ – бурение нефтяных и газовых скважин и первичная переработка нефти и газа.
2. С помощью колтюбинга мы проводим освоение вновь пробуренных скважин азотом и кислотные обработки.
3. Мы провели кислотную обработку 15%-й соляной кислотой объемом 200 м³.
4. Так как эти работы у нас выполняются иностранными подрядчиками, их стоимость выросла пропорционально курсу у.е.
5. Гидроструйную перфорацию с помощью ГТ.
6. Гидроструйная перфорация с помощью ГТ.

1. Since the Company specializes in oil & gas production, the main types of operations we perform are drilling of oil and gas wells and primary oil and gas processing.
2. With the help of coiled tubing we perform recompletion of wells using a nitrogen unit and acid treatments.
3. We have performed treatment of a well with 15% solution of hydrochloric acid in the amount of 7063 .
4. Since all operations are performed by foreign contractors, their cost has increased in connection with the rise in the U.S. dollar.
5. Hydro jetting with coiled tubing.
6. Hydro jetting with coiled tubing.

Р.И. Еникеев, директор филиала в Актау ТОО «Фрак.Джет»



R.I. Yenikeev, Head of Aktau Branch, TOO Frac Jet

1. Капитальный ремонт скважин; обработки призабойной зоны пласта; ремонтно-изоляционные работы.
2. Обработки призабойной зоны кислотными составами, освоение (результативность высокая); вымыв проппанта после ГРП, освоение (результативность высокая); исследования горизонтальных скважин автономными приборами (результативность высокая); промывки, растепление скважин; радиальное вскрытие пласта (результативность низкая); ремонтно-изоляционные работы (результативность средняя).
3. –
4. Расценки снизились на 10–20%.
5. Бурение вторых стволов с горизонтальным окончанием.
6. Бурение колтюбингом.

1. Well workover; bottomhole formation zone treatments; squeeze jobs.
2. Acid treatments of bottomhole formation zone, well completion (high efficiency); removal of proppant after hydraulic fracturing, completion (high efficiency); horizontal wells surveying with stand-alone tools (high efficiency); flushings, thawing of wells; radial drilling (low efficiency); squeeze jobs (medium efficiency).
3. –
4. The cost of operations has reduced by 10–20%.
5. Drilling of horizontal sidetrack wells.
6. Coiled tubing drilling.

А.Н. Богатко, инженер-технолог БелНИПИнефть, РУП «ПО» Белоруснефть»



A.N. Bogatko, Process Engineer, BelNIPIneft, RUP PO Belorusneft

1. Комплексная разработка месторождений углеводородов.
2. Ликвидация асфальто-смолисто-парафиновых отложений, пробок, очистка забоя.
3. Бурение на ГТ с помощью установки для КРС.
4. Отразился на прибыли в связи с колебанием цены барреля нефти.
5. Бурение на депрессии; радиальное вскрытие пласта; фрезерование крепи скважины с целью вырезания окна.
6. Бурение на депрессии; перфорация; работы по межтрубному пространству; применение волновых технологий; ГПП.
7. ГРП; бурение на депрессии многоствольных скважин.

1. Complex field development.
2. Removal of asphalt, resin and paraffin deposits, plugs; bottomhole cleaning.
3. Coiled tubing drilling with well workover unit.
4. Economic recession affected the corporate income due to fluctuations of oil prices.
5. Underbalanced drilling; radial drilling; section milling (cutting a window in casing).
6. Underbalanced drilling; perforation; annular space operations; application of wave technologies; hydraulic jet perforating.
7. Hydraulic fracturing; underbalanced drilling of multilateral wells.

А.Н. Астафьев, начальник службы ГРП РУП «ПО» Белоруснефть»



A.N. Astafyev, Head of Hydraulic Fracturing, RUP PO Belorusneft

1. ГРП; установка цементных мостов; заливка эксплуатационных колонн; ГПП и другие работы по КРС.
2. ГРП; СКР. Результативность работ средняя.
3. –
4. Не изменилась.
5. Технологии многообъемных солянокислотных гидроразрывов пластов (объем от 600 до 900 м³ жидкости разрыва).
6. Технологии ГРП.
7. Многообъемные СКР.

1. Hydraulic fracturing; placing of cement plugs; casing cementing; hydraulic jet perforating and other well workover operations.
2. Hydraulic fracturing; acid fracturing. Efficiency of the operations is medium.
3. –
4. The cost of operations hasn't changed.
5. The technologies of hydrochloric acid fracturing (with the volume of frac fluid between 21200 and 31800).
6. Hydraulic fracturing technologies.
7. Acid fracturing with high amounts of frac fluid.

ТНК-ВР провела испытание нового метода ГРП в Нижневартовском регионе

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», входящее в структуру ТНК-ВР, успешно провело испытания нового метода гидроразрыва пласта. Мероприятия по ГРП были проведены по технологии FiberFrac на скважине 2506 куста № 1 Мало-Сикторского месторождения. Ожидаемый суточный дебит по этой скважине должен составить 23 тонны нефти.

При технологии FiberFrac в трещину одновременно закачивается проппант и органическое волокно, которое не позволяет проппанту быстро оседать в жидкости ГРП и способствует его равномерному распределению по трещине. Органическое вещество также улучшает проводимость трещины и контролирует ее рост в высоту.

Результаты работы Шлюмберже были отмечены и в апреле на промыслах Нижневартовского нефтегазодобывающего предприятия. На Кошильском месторождении на кустах № 4 и № 16 были успешно проведены два стандартных ГРП. Скважины запущены в работу, суммарный дебит составляет 68 тонн в сутки вместо предполагаемых 48 тонн.

ВН и VSFusion завершили операцию по микросейсмическому наблюдению за ГРП

Компании Baker Hughes и VSFusion (совместное предприятие Baker Hughes и CGGVeritas по скважинной сейсморазведке) завершили один из крупнейших на сегодняшний день проектов по контрольному микросейсмическому наблюдению операции по гидроразрыву пласта. Операция проводилась по заказу Apache Canada Ltd. в бассейне реки Хорн Ривер на северо-западе Канады. В рамках операции на протяжении более 30 дней сразу в двух контрольных скважинах применялись связки сейсмоприемников компании Baker Hughes. Микросейсмическая активность измерялась в 13 скважинах, примыкающих к контрольным. В целом были проведены измерения в 75 точках проведения ГРП.

При осуществлении операции специалисты прибегали к различным вариантам конфигурации исследований как на горизонтальных, так и на крутонаклонных участках контрольных скважин, чтобы оптимизировать визуализацию ГРП. Операция осуществлялась 24 часа в сутки, а благодаря технологиям VSFusion данные в режиме реального времени поступали как специалистам Apache, находящимся непосредственно на промысле, так и в головные офисы компании в Калгари и Хьюстоне. Мониторинг и анализ микросейсмических данных во время осуществления внутрискважинных операций дает возможность оптимизировать процесс ГРП путем изменения запланированной этапной очередности закачек жидкости непосредственно по ходу операции.

TNK-BP Tests New Hydrofrac Technique in Nizhnevartovsk Region

Nizhnevartovsk Oil and Gas Production Enterprise (a subsidiary of TNK-BP) has successfully tested a new reservoir fracturing technique known as FiberFrac in Well 2506 at Pad No.1 at the Malo-Siktorskoe field. The well is expected to have a daily flow-rate of 23 tonnes of oil.

The FiberFrac technique involves injecting proppant and organic fibre into the fracture simultaneously, which stops the proppant from settling quickly into the hydrofrac liquid and helps to spread it evenly along the fracture. The organic material also improves the fracture's conductivity and controls its height growth.

Schlumberger also produced results in April at other fields operated by the Nizhnevartovsk Oil and Gas Production Enterprise, with two successful standard hydrofrac operations at Pads Nos.4 and 5 at the Koshilskoe field. The wells are now back on stream, with a combined flow-rate of 68 tonnes per day instead of the anticipated 48 tonnes.

Baker Hughes, VSFusion Complete Microseismic Fracture Monitoring Survey

Baker Hughes and VSFusion, a borehole seismic processing joint venture between Baker Hughes and CGGVeritas, recently completed one of the largest microseismic hydraulic fracture monitoring surveys ever undertaken. The survey for Apache Canada Ltd. in the Horn River Basin of northwest Canada deployed Baker Hughes' geophone strings simultaneously in two observation wells for over 30 days. Microseismic events were recorded for hydraulic stimulations in 13 wellbores adjacent to the observation wells. In all, over 75 separate hydraulic stimulations were recorded.

The project used a variety of deployment geometries in both the horizontal and near-vertical sections of the observation wells to optimize hydraulic fracture imaging in the reservoir. Operations were conducted 24 hours a day and VSFusion provided real-time display of recorded microseismic events, both on the wellsite and in Apache's offices in Calgary and Houston. Monitoring and analysis of microseismic information during operations provides the ability to optimize the hydraulic stimulation process by modifying the fracture stage design while pumping into the formation.

Компания Apache использовала получаемые в режиме реального времени данные для того, чтобы экспериментировать над тем, как различные сценарии операции по перфорированию влияют на характер распространения трещин, и тем самым вносить соответствующие коррективы в план ГРП. В один момент, во время операции, собранные данные показали отсутствие растущей микросейсмической активности, передав таким образом сигнал Apache перейти с закачки проппанта к промывке скважины, чтобы избежать вероятного запесочивания трещин, ликвидация которого является дорогостоящей операцией.

Рон Ларсон, старший геофизик Apache Canada, сделал следующее заявление: «Данные, полученные в результате проведенного Baker Hughes микросейсмического исследования, имеют большое значение для успешности работы в бассейне Хорн Ривер. Имея возможность оценить эффективность нашей программы ГРП как в режиме реального времени, так и на послепроектном этапе, мы можем оптимизировать расположение горизонтальных скважин на будущих буровых площадках, что может принести в краткосрочной перспективе снижение затрат, причем экономия в денежном исчислении может с легкостью компенсировать те финансы, которые вкладываются в получение микросейсмических данных».

«Нам приятно осознавать, что данное микросейсмическое исследование принесло компании Apache отличные результаты, — заявляет Майк Дэвис, президент Baker Hughes в Канаде. — Мы считаем, что эта технология является основной в нашем быстрорастущем портфолио услуг по повышению нефтеотдачи. Добавив в список предоставляемых услуг, который уже включает большой диапазон услуг по бурению и заканчиванию, нагнетательную закачку раствора, мы сможем еще увереннее развивать взаимодействие с нашими заказчиками, разрабатывая для них самый широкий ряд технических решений».

Увеличение пластового контакта на месторождениях сланцевого газа

Когда имеешь дело с коллекторами сланцевого газа, успех во многом зависит от того, удастся ли максимизировать площадь контакта пласта со скважиной. При работе в этом направлении нефтедобывающие компании в основном полагаются на горизонтальные скважины и проведение ГРП. До сих пор последние достижения в области этих технологий являлись основой экономической жизнеспособности разработок таких месторождений. Дуг Фердехир, президент группы контроля над производительностью пластов компании «Шлюмберге», однако, отметил, что в данной сфере существует возможность для значительных улучшений.

«Настоящим испытанием для нас в настоящее время является продолжение разработок с целью дальнейшего увеличения площади пластового контакта со скважинами

Apache used the real-time data to experiment with how different perforation patterns impacted fracture propagation and to then make real-time changes in the fracture program as a result. At one point, the data showed an absence of growing microseismic activity, alerting Apache to switch from pumping proppant to flushing the well with water to avoid a potentially costly sanding-off of the fractures.

"The data collected from Baker Hughes' microseismic survey are important to Apache's success in the Horn River Basin," says Ron Larson, senior staff geophysicist with Apache Canada. "The ability to evaluate the effectiveness of our hydraulic fracture program, both real-time and post-project, affords us the opportunity to optimize the spacing of the horizontal wells on future drilling pads, with potential near-term cost savings that may exceed the cost of the microseismic data," he notes.

"We are pleased that this microseismic survey yielded excellent results for Apache," says Mike Davis, president of Baker Hughes in Canada. "We believe microseismic monitoring is a key technology in our growing production enhancement portfolio. The addition of pressure pumping to our wide range of drilling and completion services will further enhance our ability to partner with our customers to create wider solutions on these critical projects."

Increase Reservoir Contact in Shales

In shale reservoirs, success depends on maximizing the amount of reservoir rock in contact with the well. Towards that end, operators rely heavily on horizontal wells and hydraulic fracturing. And while recent advances in these technologies have been key to the economic viability of these developments, said Doug Pferdehirt, Schlumberger reservoir production group president, there is considerable room for improvement.

"The challenge now is to continue to make step changes in our ability to contact larger volumes of the reservoir, to further increase reservoir contact in the most cost effective, efficient, and environmentally responsible manner possible," Pferdehirt told attendees at a recent Discovering Unconventional Gas conference.

The need to continually hone the industry's ability to exploit shales is driven by the fact that each shale reservoir is unique, with its own set of challenges. That means moving operations from one shale reservoir to another by simply repeating what worked in the past is not an option.

экономически выгодными, эффективными и экологически безопасными методами», – сказал Фердехир участникам недавней конференции по обнаружению нетрадиционных источников газа.

Необходимость постоянно улучшать технологию разработки месторождений сланцевого газа вызвана тем фактом, что каждое такое месторождение уникально и имеет свой набор проблем. Это означает, что у нефтедобывающих компаний нет возможности переходить от одного месторождения к другому, просто повторяя ту методику, которая работала раньше.

Например, на месторождении сланцевого газа Marcellus изменение содержания глины в пласте создает проблемы с установкой и сохранением его проницаемости. Считают, что это проблема связана с изменением в местных напряжениях пласта. Месторождение Marcellus также является весьма разнообразным в плане естественной трещиноватости, сбросообразования, пластовых давлений и свойств породы. Все эти неопределенности, а также особые проблемы с управлением водными потоками, требования к бурению, местоположение скважины и проведение операций по ГРП являются особенными для сланцевого месторождения Marcellus.

Ответом на сложность и неоднородность этого месторождения является лучшее определение параметров пласта и эффективность проведения операций. Индустрия много сделала для того, чтобы улучшить понимание естественной трещиноватости на основе анализа керна и каротажных диаграмм, а также распределения напряжений на основе диаграмм акустического каротажа. Лучшее понимание распространения и структуры гидроразрыва пласта на месторождениях сланцевого газа было также получено с помощью микросейсмического мониторинга. Роторные управляемые системы и аппаратное обеспечение для многоэтапного заканчивания скважин существенно увеличили эффективность бурения и операций по ГРП.

По словам Фердехира, реальный шаг к технологиям увеличения пластового контакта со скважиной можно будет сделать при помощи интеграции вышеперечисленных технологий с другими ключевыми методами разработки месторождений.

«Такая интеграция могла бы включать в себя данные акустического каротажа, исследования свойств породы и пластовых давлений, позволяющих геомеханически определить расположение скважины, удобное с точки зрения эффективности бурения и устойчивости», – добавил Фердехир. «Интеграция микросейсмических данных с данными каротажных диаграмм, акустических исследований и таких сейсмических характеристик, как кривизна и естественная трещиноватость, также может способствовать в исследованиях развития ГРП».

Поиск возможностей оптимизации площади пласта, находящегося в контакте с каждой из скважин, улучшается за счет методов оптимального размещения скважины и создания искусственной трещиноватости, требующих проведения измерений и контроля в режиме реального



In the Marcellus shale, for example, clay content variability poses a challenge to establishing and retaining conductivity and has been related to changes in local stresses. The Marcellus also exhibits variability in natural fractures, faulting, reservoir pressures, and rock properties. All these uncertainties, as well as special water management issues, demand drilling, well location, and fracturing operations are specific to the Marcellus shale.

The answer to this shale complexity and heterogeneity is better reservoir characterization and operating efficiency. Towards that end, the industry has done much to improve its understanding of natural fractures from core analysis and image logs, and distributed stresses from sonic logs. It has also gained greater understanding of the growth and structure of hydraulic fractures in shales using microseismic monitoring. Rotary steerable systems and multistage completion hardware have added significant efficiencies to drilling and fracturing.

The real step change in increasing reservoir contact with the well will come, Pferdehirt said, through the integration of these and other key technologies and processes.

"This integration could include sonic data, rock properties, and reservoir pressure to determine geomechanically how to place the well for improved drilling efficiency and well stability," he said. "Or it could be the evaluation of fracture growth and complexity through the integration of microseismic data with image logs, sonic data, and seismic attributes like curvature and the natural fracture network."

времени, подытожил Фердехир. Однако не существует методов, подходящих для разработки всех месторождений сланцевого газа, потому что между ними существуют значительные различия, и таких коллекторов очень много.

«В этой связи я убежден, что есть масса возможностей для дальнейших разработок в сфере эффективности и экономичности использования месторождений сланцевого газа, – сказал он. – Поскольку мы продолжаем понимать сложность и неоднородность пластов, состоящих из глинистых сланцев, мы видим необходимость расширения методов описания и оптимизации таких пластов. Разработка таких месторождений, первоначально обусловленная лишь уменьшением стоимости добычи, теперь становится очень сложной в технологическом плане. Следующим шагом будет значительное увеличение технологического уровня разработок и усиление процесса интеграции, что приведет в итоге к устойчивой индустриализации».

ГРП – камень преткновения в сделке ExxonMobil и ХТО

Одно из недавних слушаний американского конгресса, которое изначально созывалась для обсуждения последствий для энергетического рынка страны предполагаемого крупного слияния, обернулось площадкой для дебатов по вопросу федерального регулирования технологии гидравлического разрыва.

Председатель подкомитета по вопросам энергии и окружающей среды Комитета энергетики и торговли палаты представителей США Эдвард Марки созвал делегатов с целью изучить последствия для энергетического рынка страны, к которым может привести предполагаемая сделка о поглощении ХТО Energy Corp. компанией ExxonMobil Corp., оцениваемая в 41 млрд долларов США. «Это слияние предвещает существенное и долгосрочное изменение конъюнктуры энергетического рынка страны, поэтому оно заслуживает нашего пристального внимания», – заявил Марки в своем вступительном слове.

Обсуждение стремительно перешло в иное русло. Конгрессмены принялись за обсуждение технологии гидравлического разрыва, так как предполагаемая сделка, точнее, соглашение подразумевает положение о его прекращении, в случае если конгресс утвердит проекты законов, способных превратить ГРП в чрезвычайно дорогостоящую и экономически нерентабельную технологию.

«У этой страны (США) особое пристрастие к процессам регулирования. А мы обязаны защитить своих акционеров», – заявил Рекс В. Тиллерсон, главный исполнительный директор компании ExxonMobil.

Боб Р. Симпсон, основатель и председатель совета директоров ХТО, заявил: «Анализируя пути дальнейшего развития, мы пришли к осознанию того, что нам необходимо взяться за то, что уже достигнуто, и возвести это на новый уровень. Мы поняли, что открытые перед

The quest to optimize the volume of reservoir rock in contact with each well, Pferdehirt concluded, benefits greatly from optimized well and fracture placement that require real-time measurement and real-time control. However, he added, there is no "one size fits all" solution to developing shale gas reservoirs because there are significant differences between basins and a high degree of variability within each reservoir.

"For tomorrow, therefore, I am convinced that many opportunities exist for additional step changes in the efficiency and economics of shale developments," he said. "As we continue to understand the complexity and heterogeneity of the shales more deeply, we see the need for increasing focus on characterization and optimization. What has primarily been a cost-driven exercise is now becoming much more technology-intensive. The next step will be increasingly higher degrees of technology and process integration that will lead to robust, results-driven industrialization."

Hydraulic fracturing dominates ExxonMobil-XTO merger hearing

A congressional hearing that ostensibly was supposed to consider a proposed merger's market impacts quickly became a forum for debating whether to federally regulate hydraulic fracturing.

Chairman Edward J. Markey convened the Jan. 20 hearing of the House Energy and Commerce Committee's Energy and Environment Subcommittee to examine energy market impacts of ExxonMobil Corp.'s proposed \$41 billion purchase of XTO Energy Corp. "This merger heralds a fundamental long-term shift in US energy markets, and one that deserves our close attention," he said in his opening statement.

The discussion quickly turned to hydraulic fracturing because the proposed combination's agreement includes a termination provision if Congress enacts legislation making hydraulic fracturing too costly and uneconomic.

"This country [USA] has a propensity to regulate. We need to protect our shareholders," ExxonMobil Chief Executive Officer Rex W. Tillerson said.

Bob R. Simpson, XTO chairman and founder said: "In reviewing our future path, we realized that we needed to look at options to take what we have achieved and bring it to a new level. We recognized that the opportunities before us could best reach their potential if we could find an organization that could bring additional scale, technology, and financial capacity to the work we

нами возможности могут быть реализованы наиболее успешным образом, если мы сумеем найти организацию, способную привнести в нашу работу дополнительные технологические и финансовые ресурсы. Такой организацией для нас стала ExxonMobil».

Марки указывает на то, что предполагаемое слияние несет за собой положительные тенденции, подчеркивая, что очередная международная нефтяная компания ищет возможность инвестировать в развитие нетрадиционных энергетических ресурсов США. Однако он также отметил, что конгрессу необходима уверенность в том, что такие ресурсы развиваются с применением безопасных технологий. Именно поэтому конгресс обратился к американскому агентству по защите окружающей среды с просьбой исследовать данные о технологии ГРП.

По мнению республиканцев, членов подкомитета, технология является безопасной. «Широко известно, что газ будет играть все более определяющую роль в мире, ресурсы угля которого ограничены, — отметил Фред Аптон. — Успех любой инициативы в политике контроля изменения климата фактически всегда зависит от газа как источника энергии. Хотя некоторые конгрессмены все же пытаются внедрить законопроекты, которые почти полностью лишили бы потребителей — рядовых американцев — газа».

Некоторые демократы указывают на то, что при технологии гидроразрыва применяются токсичные вещества, способные вызвать серьезные проблемы в случае попадания в источники питьевой воды. Член Партии республиканцев Дайана Дежет, которая не является участником данного подкомитета, также приняла участие в обсуждении. Ее участие объясняется тем, что именно она внесла проект закона о федеральном регулировании ГРП в рамках закона о безопасности питьевой воды.

«Я являюсь сторонником ГРП. Мой законопроект не ставит целью сделать технологию незаконной или нецелесообразной. Он призывает к раскрытию данных о составе жидкостей для ГРП и одновременно защите информации, являющейся собственностью компаний».

Министр энергетики США Стивен Чу заявил, что не настроен благосклонно в отношении запрета на ГРП, общепринятую ныне технологию при бурении, к которой прибегает XTO Energy и другие газодобывающие компании при добыче из сланцевых пород, ставших в последнее время крупнейшим источником природного газа.

Критики продолжают утверждать, что технология способна вызвать загрязнения, особенно это касается питьевой воды. Отрасль продолжает опровергать обвинения.

«Я считаю, что технология гидравлического разрыва является надежной, а агентство по защите окружающей среды и прочие структуры будут стремиться к тому, чтобы обеспечить эту надежность и безопасность, — заявил Чу. — Если газ можно добывать методом, не наносящим ущерб окружающей среде, то какой смысл запрещать этот метод?».

Соглашение о слиянии XTO с ExxonMobil содержит положения, согласно которым последняя вправе

have been doing. We found that organization in ExxonMobil».

Markey suggested that the proposed merger has positive aspects, including the signal that another multinational oil company is willing to invest in developing unconventional US gas resources. But he also said that Congress wants to make certain those resources are developed safely, which is why it asked the US Environmental Protection Agency to study hydraulic fracturing's operating record.

Republicans on the subcommittee said the technology is safe. "It is well known that gas will play a more prominent role in a carbon-restrained world," said Fred Upton. "In fact, the success of any climate-change policy will need to rely heavily on gas. Yet some members of Congress are seeking policies that would take a majority of our domestic gas off the table."

Several Democrats said the process uses toxic substances that would create serious problems if they entered drinking water supplies. Rep. Diana DeGette, who is not a member of this subcommittee, was allowed to participate because she introduced a bill last year to federally regulate hydraulic fracturing under the Safe Drinking Water Act.

"I support hydraulic fracturing," she said. "My bill would not make it illegal or impractical. It simply would require disclosure of ingredients in an emergency situation while protecting proprietary information."

U.S. Energy Secretary Steven Chu said he would not favor a ban on "fracking," a now-common drilling method that XTO Energy (XTO) and other natural-gas companies use to produce gas from hard shale-rock formations that have recently become a major source of natural gas.

Critics contend the practice can cause pollution, especially in drinking water. The industry rejects that charge.

"I think it fracking can be done responsibly, and the Environmental Protection Agency and other agencies will be looking to ensure it's done safely and responsibly," Chu said. "If natural gas can be extracted in an environmentally safe way, then why would you want to ban it?"

ExxonMobil's merger agreement with XTO contains language allowing Exxon to terminate the \$31 billion deal if lawmakers make fracking illegal or "commercially impracticable."

Congressmen query oil service firms about fracturing fluid contents

US House Energy and Commerce Committee Chairman Henry A. Waxman (D-Calif.) and

прекратить действие сделки в 31 млрд долларов, в случае если законодатели поставят ГРП вне закона или сделают технологию «коммерчески нерентабельной».

Конгрессмены выясняют у нефтяных сервисных компаний состав жидкостей, используемых при ГРП

Председатель комитета палаты представителей США по торговле и энергетике Генри А. Ваксмэн (демократ, Калифорния), а также председатель подкомитета по окружающей среде и энергетике Эдвард Дж. Маркей (демократ, Массачусетс) направили письма восьми нефтяным сервисным компаниям с запросом о предоставлении информации о химических соединениях, используемых при проведении ГРП.

«Проведение ГРП могло бы помочь нам выявить обширные внутренние запасы природного газа, которые до этого были недоступны. Тем самым мы укрепим энергетическую независимость Америки и уменьшим объемы выбросов углекислого газа, — сказал Ваксмэн. — Поскольку данная технология начинает использоваться все в больших и больших масштабах по всей стране, мы должны быть уверены в том, что не создаем этим новых экологических проблем и не наносим вред здоровью нации».

«Природный газ может сыграть очень важную роль в создании экологически чистой энергии будущего при условии, что он будет добываться безопасным и приемлемым способом, — отметил Маркей. — Получая от индустрии больше информации о процессах проведения ГРП, конгресс может убедиться в том, что освоение этого важного ресурса проходит с использованием методов, которые не вредят окружающей среде».

Тем временем лоббист нефтегазовой индустрии в интервью журналу OGJ отметил: «Мы осведомлены о данном запросе. Технология ГРП является проверенной и безопасной. Я знаю, что руководители Управления по охране окружающей среды США недавно высказали такую же точку зрения. С момента первого использования этой технологии Штаты проделали большую работу по регулированию данного вопроса. Мы рассмотрим запрос от Ваксмэна и Маркея и ответим на него как можно скорее».

«Жидкость для проведения ГРП на 98% состоит из воды и песка. С 2003 года, согласно добровольному соглашению с Управлением по охране окружающей среды, компании не используют дизельное топливо в качестве жидкости-носителя при добыче метана из угольных пластов, находящихся рядом с подземными источниками питьевой воды», — добавил он.



Energy and Environment Subcommittee Chairman Edward J. Markey (D-Mass.) sent letters to eight oil field service companies requesting information about chemicals used in hydraulic fracturing fluids on Feb. 18.

“Hydraulic fracturing could help us unlock vast domestic natural gas reserves once though unattainable, strengthening America’s energy independence and reducing carbon emissions,” Waxman said. “As we use this technology in more parts of the country on a much larger scale, we must ensure that we are not creating new environmental and public health problems.”

Markey noted, “Gas can play a very important role in our clean energy future, provided that it is produced in a safe and sustainable way. By getting more information from the industry about hydraulic fracturing practices, Congress can help ensure that development of this important resource moves forward in a manner that does not harm the environment.”

An oil and gas lobbyist, meanwhile, told OGJ, “We’re aware of the request. The technology is proven and it’s safe. I’m aware that US Environmental Protection Agency officials have

ПОПЫТКИ ПРОДОЛЖАЮТСЯ

«Тяжело узнать точно, куда они метят, — сказал Ли О. Фуллер, вице-президент по связям с правительством Американской ассоциации независимых нефтепромышленников. — Я думаю, что это свидетельствует о продолжающихся попытках правительства отреагировать на жалобы групп, желающих доказать, что использование химических соединений является проблемой, независимо от того, используются ли они при ГРП или где-либо еще».

«Штаты в течение нескольких десятилетий до появления технологии ГРП устанавливали нормы на обсадные колонны и ствол скважин для защиты источников питьевой воды. Раздувание проблемы с использованием химикатов при проведении ГРП является необоснованной попыткой посеять тревогу среди людей, вовлеченных в производство природного газа», — отметил Фуллер в интервью журналу OGI.

Ваксмэн рассказал, что когда он возглавлял Комитет по надзору и правительственной реформе палаты представителей США в конгрессе 110-го созыва, сделал запрос и получил информацию от компаний BJ Services, Halliburton и «Шлюмберге», трех крупнейших компаний, занимающихся стимуляцией притока, о химических соединениях, используемых ими в жидкостях для проведения ГРП.

Он сказал, что, согласно предоставленным данным, две из этих компаний использовали дизельное топливо в качестве жидкости-носителя в период с 2005 по 2007 годы. Тем самым они потенциально нарушали добровольное соглашение с Управлением по охране окружающей среды. Компания Halliburton сообщила об использовании более чем 3300 тонн жидкости на основе дизельного топлива. Компания BJ Services сообщила об использовании всего около 10 тонн жидкости на основе дизельного топлива. Эти компании также указали на то, что использовали такие химикаты, как бензол, толуол, этилбензол и ксилол, что, как сказал господин Ваксмэн, могло угрожать окружающей среде.

«Информация, предоставленная Комитету по надзору, не содержала данных о том, использовали ли эти жидкости вблизи подземных источников питьевой воды или нет, — сказали конгрессмены Ваксмэн и Маркей в меморандуме к членам подкомитета по окружающей среде и энергетике. — Эта проблема важна, поскольку инъецирование химикатов в непосредственной близости от источников питьевой воды могло создать риск их загрязнения».

ДРУГИЕ ВОПРОСЫ

Конгрессмены добавили, что акт по сохранению питьевой воды мог быть нарушен, если жидкости для ГРП содержали дизельное топливо. В ответах также не было указано, как компании избавляются от таких жидкостей, и было ли это сделано экологически безопасным способом.

«Другие вопросы касаются работы малых компаний, — значилось далее в меморандуме. — Когда компании

even said so recently. States have done a very good job regulating this since its first use. We'll work and review the request from Mr. Waxman and Mr. Markey and respond as best as we can.»

Fracing fluid is more than 98% water and sand, the lobbyist noted. Since 2003, under a voluntary agreement with EPA, companies have not used diesel fuel as a carrier fluid when working with coalbed methane wells in association with underground drinking water sources, he said.

'CONTINUING EFFORT'

“It's difficult to know exactly where they're going,” said Lee O. Fuller, vice-president of government relations at the Independent Petroleum Association of America. “I think it shows a continuing effort to respond to antidevelopment groups who want to make chemicals an issue, whether used in fracing or other aspects of production.”

States have regulated casing and well bores for decades to protect drinking water supplies before fracing became practical, Fuller pointed out. “Raising a chemicals issue in connection with fracing is an effort to create anxiety among people around production areas that is not founded in fact,” Fuller told OGI.

Waxman noted that when he chaired the Oversight and Government Reform Committee in the 110th Congress, he requested and received information from BJ Services Co., Halliburton Co., and Schlumberger Ltd. — the three largest well-stimulation companies — on chemicals they used in their fluids.

He said data provided by the companies showed that two of them used diesel in their fluids during 2005–07, potentially violating the voluntary agreement with EPA. Halliburton reported using more than 870,000 gal of seven diesel-based fluids, while BJ Services said that it used 2,500 gal of diesel-based fluids in several frac jobs, he said. The two companies also indicated that they used chemicals such as benzene, toluene, ethylbenzene, and xylene, which Waxman said could pose environmental risks in their fracing fluids.

“The information provided to the Oversight Committee did not specify whether these fluids were injected in or near underground sources of drinking water,” Waxman and Markey said in memorandum to Energy and Environment Subcommittee members. “This is an important issue because injecting the chemicals in or near sources of drinking water could create contamination risks.”

Halliburton, BJ Services и «Шлюмберже» подписали меморандум о согласии неиспользования дизельного топлива при проведении ГРП в 2003 году, на их долю приходилось 95% всех операций по ГРП, производимых каждый год в США. С тех пор доля малых компаний на этом рынке увеличилась... А об их деятельности известно очень мало».

«Также вызывают беспокойство те методы, которые используют сервисные и добывающие компании для избавления от жидкости для проведения ГРП и от пластовой воды, добываемой из скважин», – говорится в меморандуме. Комитет по надзору в прошлый раз не запрашивал данную информацию. Ваксмэн и Маркей сказали, что Комитету необходимо больше информации о химическом составе подобных отходов для определения того, как они могут быть утилизированы экологически чистым способом.

Конгресс направил субсидии в Управление по охране окружающей среды на изучение технологии ГРП. Теперь Управление усиленно ищет возможности для утилизации в Нью-Йорке и Пенсильвании, где геологические формации, подходящие для подземного захоронения, недоступны в данный момент. «По мере развития индустрии мы ищем пути, которые позволят нам справиться с этой проблемой, – сказал лоббист нефтегазовой индустрии. – Я уверен, что мы разберемся».

В законодательном урегулировании ГРП необходимости нет

Недавно общественности был представлен доклад, подготовленный Комитетом по запасам газа Колорадской горной школы (США), текст которого содержит заявление о том, что в недрах США содержатся запасы газа, многократно превышающие прежние оценки. Согласно докладу, запасы составляют более 2000 млрд кубических футов, чего хватит почти на 100 лет добычи.

Такой оптимистичный прогноз обязан в основном недавно открытым крупным месторождениям газа в сланцевых регионах Америки: Марселес в регионе Северные Аппалачи, Барнетт в Северном Техасе, Вудфорд в Оклахоме, Файетвилл в Арканзасе, Хайнесвилл в Луизиане и Техасе, а также ряде других. Подобный пересмотр данных в сторону увеличения представляет собой крупнейший скачок в области оценки запасов за все 44 года существования упомянутого доклада.

«К сожалению, нам, возможно, не доведется использовать эти открытые недавно запасы природного газа, – считает Джон Стоуэрс, OGFJ Energy & Capital. – Причиной может послужить шаг, предпринятый конгрессом США, который, согласно авторитетным исследованиям, поставит крест на тысячах проектов, ляжет на плечи компаний налоговым бременем, исчисляемым миллиардами, а также приведет к тому, что огромные энергетические ресурсы будут покоиться в недрах нетронутыми». Речь идет о законодательном акте, выдвинутом конгрессом США,

OTHER QUESTIONS

The congressmen added that the Safe Drinking Water Act could have been violated if the fluids contained diesel. The responses also did not address how the companies dispose of fracturing fluids and whether it was done in an environmentally safe manner, they said.

“Another set of questions involves the practices of smaller companies,” the memorandum continued. “When Halliburton, BJ Services, and Schlumberger signed the diesel memorandum of agreement in 2003, the three companies performed 95% of the hydraulic fracturing jobs in the United States each year. Since that time, smaller companies have increased their market share.... Little is known about their practices.”

Concerns also have been raised about how producers and service companies dispose of fracturing fluid and produced water extracted from wells, the memorandum continued. The Oversight Committee did not request this information at the time. Waxman and Markey said more information is needed to assess the wastes’ chemical contents and determine how it can be disposed of in an environmentally safe manner.

Congress passed funding for EPA to study fracturing, and the agency apparently is looking hard at how water will be handled in New York and Pennsylvania where geologic formations favorable for underground disposal are not readily available. “We as an industry are stepping up and trying to deal with this, looking at ways to handle surface impoundment and storage,” the oil and gas lobbyist said. “I’m sure we can deal with it.”

Hydraulic fracturing legislation not needed

A new report from the Colorado School of Mines’ Potential Gas Committee concludes that the United States is sitting atop natural gas reserves much larger than previously thought – more than 2,000 tcf, according to the committee, or nearly 100 years worth of production.

This expanded forecast is due mainly to the discoveries of large reserves of gas in America’s shale regions, including the Marcellus in Northern Appalachia, the Barnett in North Texas, the Woodford in Oklahoma, the Fayetteville in Arkansas, the Haynesville in Louisiana and Texas, and several others. The upward revision represents the largest jump in resource estimates in the 44-year history of the report.

Unfortunately, we may not be able to recover much of this newly discovered clean-burning natural gas. In a move that studies suggest could result in thousands of lost jobs, billions in taxpayer

который в случае успешности внесет новые ограничения на операции по гидравлическому разрыву пласта — безопасному и широко применяемому методу добычи, который к тому же является важнейшей технологией при осуществлении интенсификации притока.

Гидроразрыв используется уже более 60 лет для увеличения объемов добычи и получения доступа к тем подземным ресурсам, которые иначе оставались бы неиспользуемыми и покоились под толщами породы. Все это время технология находилась под контролем государственных ведомств.

Сейчас же члены конгресса, полагая, по всей видимости, что гидроразрыв более не безопасен и недостаточно регламентируется, хотят потребовать от Управления по охране окружающей среды США пересмотреть статус ГРП и причислить технологию к списку видов подземной закачки, регламентируемых Законом о безопасности питьевой воды.

Такой шаг навлек бы на важнейшую отрасль США ненужное финансовое бремя и не привел бы ни к каким ощутимым преимуществам для окружающей среды. ГРП и так подвержен жесткому регулированию со стороны государства, а безопасность и эффективность технологии не вызывает ни у кого сомнений. Введение дополнительных ограничений для компаний, применяющих технологию, вероятнее всего, может означать отказ от тысяч проектов, миллиардные налоговые обязательства, а также отказ от использования огромных национальных ресурсов. ©

revenue, and massive amounts of energy left in the ground, Congress has introduced legislation that, if passed, will impose new restrictions on a safe and commonly used recovery technique known as hydraulic fracturing, which is a critical well stimulation technology.

Hydraulic fracturing has been used for more than 60 years to access and increase oil and gas production of resources that otherwise would have remained trapped under miles of rock. It's also been regulated by state agencies for at least that long.

Now, members of Congress who apparently believe that hydraulic fracturing is unsafe and unregulated want to require the U.S. Environmental Protection Agency to regulate hydraulic fracturing as a form of underground injection under the Safe Drinking Water Act.

Doing so would place an unnecessary financial burden on a critical American industry without any tangible environmental benefit. Hydraulic fracturing has been aggressively regulated by the states and the process has an impressive record of safety and performance. Imposing an additional burden on companies that employ the technique could conceivably result in the loss of thousands of jobs, billions of dollars in taxpayer revenue, and leave massive amounts of energy in the ground. ©

Российская Техническая Нефтегазовая Конференция и Выставка SPE по разведке и добыче

26–28 октября 2010

Москва, ВВЦ, павильон №75

ИНТЕРНЕТ-РЕГИСТРАЦИЯ НА WWW.RUSSIANOILGAS.RU УЖЕ ОТКРЫТА!

- Охрана здоровья, труда и окружающей среды
- Геология и геофизика
- Разработка месторождений
- Строительство скважин — бурение и заканчивание
- Наземное оборудование, строительство и проекты
- Добыча
- Насыщенная конференционная программа под общей темой «Передовой опыт и инновационные технологии при разработке зрелых месторождений и освоении новых регионов»
- Более 4000 уникальных профессиональных посетителей в 2010 году: высшее руководство компаний, инженеры и технические специалисты нефтегазовой промышленности.

• Среди участников 2010:

- | | | |
|-----------------|-----------------------------------|--------------------|
| • НК Роснефть | • ЗМ | • Татнефть |
| • Татнефть | • АкзоНобель | им. В.Д. Шашина |
| • Халлибуртон | • Бесип-Францлаб | • Центр Технологий |
| • Шлюмберге | • Боровичский комбинат огнеупоров | Моделирования |
| • ТМК | • ПСК | ЭПАК-Сервис |
| • ТНК-ВР | «Буртехнологии» | • и многие другие! |
| • РИТЭК | • Рок Флоу Динамикс | |
| • Буринтех, НПП | | |

Свяжитесь с нами сейчас, чтобы зарезервировать стенд на выставке!

Тел.: +7 495 937-68-61 ext. 136,

Факс: +7 495 937-68-62,

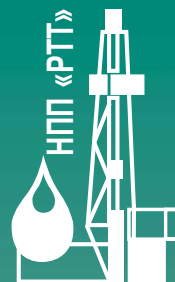
Моб.: +7 926 520-04-92

E-mail: natalia.sitnikova@reedexpo.ru

ООО «Рид Элсивер»

<p>Организаторы</p> <p>Society of Petroleum Engineers</p> <p>Reed Exhibitions®</p>	<p>Платиновые спонсоры</p> <p>ROSNEFT</p> <p>Schlumberger®</p>	<p>Спонсоры</p> <p>Chevron</p> <p>TRICAN</p> <p>SHELL</p> <p>BAKER HUGHES</p>	<p>Официальная публикация</p> <p>Eurasia</p> <p>Официальный медиа-партнер</p> <p>РО&Г 10</p>
--	--	---	--

ООО «НПП «РОСТЭКТЕХНОЛОГИИ»



**ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ
ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ
С КОЛТЮБИНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ:**

- Переводники для безмуфтовой длинномерной трубы
- Клапаны обратные
- Разъединители аварийные
- Переводники различного назначения
- Ловильный инструмент
- Центраторы механические и гидравлические
- Труборезки гидромеханические
- Насадки размывочные
- Скребки механические
- Яссы механические и гидравлические
- Штанги грузовые
- Комплект инструмента для подъема аварийной трубы
- Клапаны циркуляционные
- Специальный инструмент

**РАЗМЕРНЫЙ РЯД
ИНСТРУМЕНТА
ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ
ВСЕ СПЕКТР
РЕМОНТНЫХ РАБОТ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КОЛТЮБИНГОВЫХ
УСТАНОВОК**





Демографический взрыв и будущее человечества

Global Population Blow-up and After

Сергей КАПИЦА
Sergey KAPITZA

ВВЕДЕНИЕ

Наверное, первым, кто попытался найти математическое обоснование социальным процессам, был Томас Мальтус. Он предложил демографический принцип, согласно которому экономический рост ограничивается исчерпанием ресурсов, а рост населения – голодом. Его идеи существенно повлияли на теории экономистов, политологов и философов-моралистов последних 200 лет. Созвучны взглядам Мальтуса и многие доклады современных ученых Римскому клубу, согласно которым перспективы роста ограничены имеющимися ресурсами.

Данное исследование опровергает концепции последователей Мальтуса и доказывает, что рост населения в открытой, эволюционирующей и самоорганизующейся системе, которую представляет собой население Земли, регулируется внутренними процессами. Сформулированный как демографический императив, этот принцип действует на протяжении всей истории человечества. На развитие цивилизации оказывают влияние, прежде всего, рост населения и распространение знаний. Современное общество называется информационным, то есть основанным на знаниях, обществом. С учетом этого должен быть выработан новый способ описания демографического роста, использующий сведения о глубоком прошлом, которое в условиях кризиса гораздо ближе к современности, чем это нам кажется.

МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Математическое моделирование, которое многие считают абстрактным, оторванным от жизни, механическим, лишенным человеческих чувств, дает количественную характеристику развития.

INTRODUCTION

Perhaps the first to apply mathematical reasoning to social problems was Thomas Malthus. Malthus proposed the population principle – that resources set the limits to growth, and hunger limits the multiplication of people. His ideas have had a singular influence on economists, political scientists and moral philosophers for the last two hundred years. Interest in his legacy has been aroused by the reports to the Club of Rome which suggest that the ‘limits to growth’ are due to limits in resources.

The following study refutes these Malthusian concepts and indicates that in an open, evolving and self-organising system of the global population, internal processes determine growth. Stated as the population imperative, this principle operates throughout the whole development of mankind. What determines global development is the growth and distribution of knowledge. That is why modern society is described as a knowledge or information society. To accept this, a new way of describing our growth has to be worked out, taking into account the past, which is much closer than we think at this critical stage of change.

METHODS OF MATHEMATICAL MODELLING

Mathematical modelling, which to some may seem abstract and detached, mechanistic and lacking in human compassion provides for a quantitative description of our development. In particular, these methods are instrumental in developing the theory of global population growth. These methods, with new metaphors, enlarge the scope of our thinking and vision. Most of these concepts, which come from physics, are of a modern, non-linear vintage – like collective interactions, chaos and self-organisation with causality expressed in probabilistic terms. In developing the model by averaging the data and processes, the number of variables is reduced to one –

В частности, оно может быть использовано для разработки теории глобального демографического роста. Математические методы и метафоры расширяют кругозор нашего мышления. Большинство из этих понятий пришло из физики и современных «нелинейных» моделей – таких как групповые взаимодействия, хаос и самоорганизация. Причинно-следственные связи в таких моделях имеют вероятностный характер. В соответствующей демографической модели, учитывающей различные процессы и данные, количество переменных сведено к одной – населению Земли. В этом случае коэффициент роста прямо пропорционален квадрату совокупного населения нашей планеты и выражает сложную взаимосвязь всего населения мира, рассматриваемого как единая динамическая система.

Наша модель основана на холистическом (всеобъемлющем) подходе: она принимает во внимание феноменологическое взаимодействие социальных, экономических, культурных, моральных, этнических и биологических факторов, влияющих на рост населения. Это нелинейное, глобальное и взаимообусловленное взаимодействие не может быть упрощено путем сложения всех факторов, поэтому-то редукционистские подходы здесь и не работают. На наш взгляд, именно взаимодействие многочисленных факторов объясняет стабильность демографического взрыва. На сегодняшний день человечество распространилось по всему земному шару и выросло в численности в сто тысяч раз (на пять порядковых величин) – более чем какой-либо другой вид животного, равного человеку по размерам и положению в пищевой цепи (в данном исследовании под «человеком» и «человечеством» понимаются представители рода Homo). Сравниться с человеком по численному росту могут только прирученные им домашние животные.

Примечательно, что в течение более чем миллиона лет рост был динамически «автомодельным» и равномерным. Равномерность поддерживалась за счет средней продолжительности человеческой жизни в 45 лет, и мы учли это в нашей модели, что позволило достаточно правдоподобно оценить численность населения на заре истории (4–5 млн лет назад) и объяснить последующие демографические сдвиги. До момента перехода рост населения представляет собой гиперболическую кривую, уходящую в бесконечность. Но в точке $T_1 = 2000$ в модели роста наблюдается резкий скачок. В обозримом будущем уровень населения должен застыть на отметке 10–12 млрд человек, что будет вдвое больше показателя $N_1 = 6$ млрд за 2000 год.



*Профессор
Сергей Петрович
Капица родился
14 февраля
1928 года
в Кембридже
(Англия), где в
знаменитой
лаборатории
Резерфорда*

работал его отец, Петр Капица, лауреат Нобелевской премии. С 1935 года живет в СССР. Закончил МАИ. Работал в ЦАГИ, Институте геофизики, Институте физических проблем РАН. 35 лет заведовал крупнейшей в стране кафедрой физики в Московском физико-техническом институте. Член Римского клуба и президент Никитского клуба, проректор Российского нового университета. С 1973 года ведет на телевидении передачу «Очевидное – невероятное». Лауреат Государственной премии СССР, премии Правительства России, премии КАЛИНГИ ЮНЕСКО и Российской академии наук за популяризацию науки.

Professor Sergey Kapitza was born on February 14, 1928 in Cambridge (England), where his father Peter Kapitza, Noble Prize winner, worked in a famous Rutherford laboratory. A USSR resident since 1935, he graduated from Moscow Aviation Institute. Kapitza worked in the Central Aerohydrodynamic Institute, Institute of Geophysics, Institute of Physical Problems at the Russian Academy of Sciences. He has been the head of one of the country's largest departments in Moscow Institute of Physics and Technology for 35 years. Kapitza is a member of the Club of Rome and president of the Nikitsky Club, deputy head of Russian New University. Since 1973 he has been the host of a television program "Obvious – unbelievable". Professor Kapitza is a winner of the USSR State Prize, the Russian Government Prize, the Kalinga UNESCO Prize and the Russian Academy of Sciences Prize for popularization of science.



- 1 – население мира;
- 2 – модель демографического взрыва;
- 3 – демографический переход;
- 4 – стабилизация населения;
- 5 – Древний мир;
- 6 – Средние века;
- 7 – Новая история;
- 8 – Новейшая история; ↑ – чума, ⚡ – разброс данных – $T_1 = 2000$, $N_1 = 6$ млрд.

На полулогарифмической сетке (см. рисунок 1) экспоненциальный рост изображается прямой, которая никак не может описать развитие человечества за сколько-нибудь значительный период времени. На графике роста по мере приближения к точке демографического перехода ясно видно сжатие исторического времени и развития. На каждый исторический период приходится по 9 млрд людей.

Эта модель соответствует не только реальным историческим фактам, но и фундаментальным принципам систематического роста. При описании общего процесса развития с помощью нелинейной модели нужно помнить, что она не может быть прямо применима на локальном и региональном уровнях, так как мы имеем дело с интегральным феноменом. Но процесс глобального развития, несомненно, влияет на все его составляющие посредством связей и взаимодействий, отраженных в модели и реально существующих в мире. Любая часть мировой системы, отделенная от основной части человечества, будет неизбежно отставать в росте и развитии.

Самые важные изменения произошли благодаря пределам, которые положила росту населения информатизация общества, в котором все большее значение приобретают культура, наука и образование. Во время демографической революции кризис наступает не из-за реального или воображаемого дефицита ресурсов, а из-за несоответствия наших идей системе управления обществом. Эта проблема должна стать главной заботой человечества, вступившего в XXI век и столкнувшегося с величайшим кризисом в истории: переходом от демографического взрыва к стабильной численности.

ДЕМОГРАФИЧЕСКИЙ ИМПЕРАТИВ И ВРЕМЯ В ИСТОРИИ

Модель всемирного роста населения основана на идеях синергетики. Все население мира рассматривается как система, единое целое, где все детали и события перемешаны и усреднены. Человечество одновременно изолировано и открыто, поскольку черпает ресурсы из общей окружающей среды. Наш подход является статистическим и не может принимать во

the global population. In this case the growth rate is seen to be proportional to the square of the total number of people on Earth, expressing the network complexity of the entire population of the world, as a single dynamic system.

The model is based on an holistic description by introducing a phenomenological interaction, which takes into account all relevant factors of a social,

ФАКТОРОМ, ДВИГАЮЩИМ РАЗВИТИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА, ЯВЛЯЕТСЯ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ.

THE FACTOR DRIVING THE DEVELOPMENT OF MANKIND IS GENERALIZED INFORMATION.

economic, cultural, moral, ethnical, and biological nature contributing to growth. This non-linear global co-operative interaction cannot be reduced by the addition of all partial factors, and that is why reductionist models do not work. We owe the stable hyperbolic blow-up of human numbers to this interaction. To date, human beings have spread all over the globe and outnumber (to five orders of magnitude) a 100 000 times, more than any and all other animals of comparable size and position in the food chain. Only domestic animals, husbanded by man, are attached to the human population.

What is remarkable, for more than a million years growth has been dynamically self-similar and scaled. By introducing the human life span of 45 years the limits of scaling may be determined. This provides for a very plausible estimate for the beginning of the human story, 4–5 million years ago, and describes the passage through the demographic transition. Up to the transition, growth follows a hyperbolic curve, going off to infinity, as it approaches $T_1 = 2000$, when an abrupt change in the pattern of growth takes place. The global population levels off at 10–12 billion in the foreseeable future, in effect doubling the recent population of $N_1 = 6$ billion in year 2000.

- 1 – data for global population,
- 2 – blow-up model of growth,
- 3 – demographic transition,
- 4 – stabilized population,
- 5 – Ancient world,
- 6 – Middle Ages,
- 7 – Modernity,
- 8 – Recent history, ↑ – the Plague, ⚡ – error bar, ° – $T_1 = 2000$, $N_1 = 6$ billion.

On a semi-logarithmic plot, exponential growth will appear as a straight line and at no time can describe the growth of the global population. As the demographic transition is approached, the time of history and

внимание детали, какими бы значительными они ни казались. Все отдельные хаотические события текущей истории рассматриваются на фоне общей картины, где средний рост населения определяется принципом демографического императива.

Итоги моделирования представлены в таблице 1, отражающей результаты как вычислений, так и наблюдений, данные истории, антропологии и демографии, которые прекрасно сочетаются друг с другом. Главные циклы всемирной истории, выделенные в прошлом, представлены в виде фаз, разделенных переходными периодами, и указывают на общую тенденцию стабильного роста.

Фактором,двигающим развитие человечества, является распространение информации. Главное отличие человека от животных – это его способность распространять и передавать из поколения в поколение информацию – знания и технологии, обычаи и ремесла, искусства и религии, научные идеи и концепции. Давайте посмотрим на первые фазы развития человека, так отличающиеся от животного поведения. Образование и различные формы обучения, включая игры, являются главным фактором развития. В течение длительного периода детства ребенок учится говорить, получает навыки и знания, делающие из него человека – полноценного члена общества. На этот процесс, необходимый для каждого человеческого существа, ныне уходит от 20 до 30 лет. В то же время возраст деторождения откладывается до предела. Информация множится и передается вертикально по цепи поколений, поддерживая связь с прошлым, глубоко укоренившимся в личности каждого человека. Информация также передается на горизонтальном уровне – в процессе всемирного информационного обмена. В результате единую демографическую систему роста можно разделить на эпохи. Всемирный демографический взрыв и будущее человечества.

Важный вывод из модели – логарифмическая трансформация времени социального развития. Это связано с тем, что с течением времени квадратичный рост населения ускоряется. Поэтому рост не является экспоненциальной величиной, хотя для любого момента в прошлом может быть выведено его экспоненциальное время роста. Экспоненциальное время равно времени, исчисляемому с верхней точки всемирного демографического перехода $T_1 = 2000$. Благодаря сжатию времени каждый следующий временной цикл становится вдвое короче предыдущего. Поэтому эпоха Нижнего палеолита длилась миллион лет, а все последующее развитие – лишь полмиллиона. Эпоха Средневековья длилась тысячелетие и закончилась 500 лет

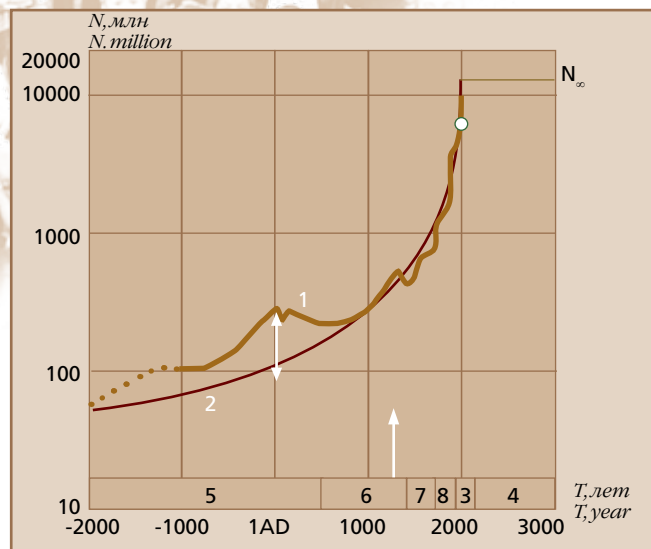


Рисунок 1 – Население Земли с 2000 г. до н.э. по 3000 г. н.э. Асимптотический предел роста $N_{\infty} = 10-12$ млрд чел.

Figure 1 – World population from 2000 BC to 3000 AD. Asymptotic limit of global population $N_{\infty} = 10-12$ billions

development is compressed, with 9 billion people living through each historic period indicated (see Figure 1).

The model is justified not only by the extent to which the results of modelling correspond to the facts of life, but also by the fundamental principles of systemic growth. When depicting the overall process of development by an essentially non-linear model it should be kept in mind that it cannot be directly applied to local or regional growth, for we are dealing with a collective phenomenon. But the global process of development definitely does influence all of its parts by the connections and interactions implied in the model and acting in the world. Any part of the global system that is separated from the main body of mankind will inevitably lag in its growth and development.

The most important changes are due to the limits of an information-dominated society, the real limits to growth where culture, science and education, become of central importance. For during the demographic revolution the crisis is due not to a limit, real or imagined, of resources, but to the mismatch of our ideas and management of society at large. This should be our main concern in assessing the future of the world, as it enters the 21st century, and faces its greatest crisis, breaking away from explosive growth to a constant population.

THE POPULATION IMPERATIVE AND TIME IN HISTORY

Modelling global population growth is based on the ideas of synergetics. The whole population of the world is treated as a system, a single entity, all the details and events of which are averaged and mixed up in its totality. The global population is both isolated and



Таблица 1 – Рост населения и развитие человечества в логарифмическом масштабе времени
Table 1 – Growth and development of mankind shown on a logarithmic time scale

Эпоха Epoch	Период Cycle Phase	Даты (годы) Date (year)	Число людей Number of people	Историческая эпоха Cultural period	ΔT лет ΔT years	События в истории, культуре, технологии Events in history, culture and technology
C		2200	11×10^9	Стабилизация населения Земли		Переход к пределу $10 - 12 \times 10^9$. Global population limit $10 - 12 \times 10^9$
		2050	9×10^9	Stabilising global Population		Изменение возрастной структуры. Глобализация Changing age distribution. Globalisation
	T_1	2000	6×10^9	Мировая демографическая революция Global demographic revolution	45	Урбанизация, интернет Urbanisation, Internet
B	11	1955	3×10^9	Новейшая история Recent	45	Биотехнологии, компьютеры, ядерная энергия, мировые войны, электричество, промышленная революция, книгопечатание, университеты, географические открытия, падение Рима Biotechnology, computers, nuclear energy, world wars, electric power, industrial revolution, printing, universities, geographic discoveries, fall of Rome
	10	1840	1×10^9		125	
	9	1500		Новая история Modernity	340	Христос, Мухаммед, греческая цивилизация, линейное время, Китай и Конфуций, Индия и Будда, Месопотамия, Египет, письменность, города, одомашнивание животных, земледелие Christ, Muhammad, Greek civilisation, axial time, China, Confucius, India, Buddha, Mesopotamia, Egypt, writing, cities, domestication, agriculture
	8	500 AD		Средние века Middle Ages	1 000	
	7	2000 BC	10^8	Древний мир Ancient World	2 500	Бронза, микролиты, заселение Америки, шаманизм, языки Bronze, microliths, America populated, shamanism, language
	6	9000		Неолит Neolithic	7 000	
	5	29 000	10^7	Мезолит Mesolithic	20 000	Biotechnology, Computers, Nuclear energy, World Wars, Electric power, Industrial revolution, Printing, Universities Geographic discoveries, Fall of Rome
	4	80 000		Мустье Moustier	51 000	
	3	220 000	10^6	Ашель Acheulean	140 000	Homo sapiens, Speech, Fire, domesticated Europe and Asia populated, Hand axes Choppers, Homo habilis
	2	600 000		Шель Chelles	380 000	
	1	1 600 000	10^5	Олдувай Olduvai	1 000 000	
A	T_0	4 – 5 Ma	(1)	Антропогенез Anthropogene	3 000 000	Отделение гоминидов от гомининдов Hominida separate from Hominoids

назад. В настоящее время сжатие скорости роста и развития подошло к своему пределу. Эпоха демографического взрыва заканчивается, и начинается демографический переход. Он будет длиться 90 лет, после чего население Земли стабилизируется.

ГЛОБАЛЬНАЯ ДЕМОГРАФИЧЕСКАЯ РЕВОЛЮЦИЯ

Согласно модели и демографическим данным, человечество сейчас переживает критический период демографического перехода. Это настоящая революция, поскольку традиционные тенденции роста и развития претерпевают огромные изменения. Более миллиона лет человечество

open, meaning that it can draw on the resources of the environment, and of the outside world. Thus the whole approach is essentially statistical and cannot be expected to take into account the details, however significant they may seem. Partial and chaotic events of current history should be seen against the backdrop of the total picture, where average growth is determined by the principle of the population imperative.

The results of modelling are all shown in Table 1, summing up both the outcome of calculations, observations, and the data of historians, anthropologists and demographers, which are in general and, even, remarkable agreement with each other. Major cycles of global history, observed in our past, are interpreted as phases, punctuated by

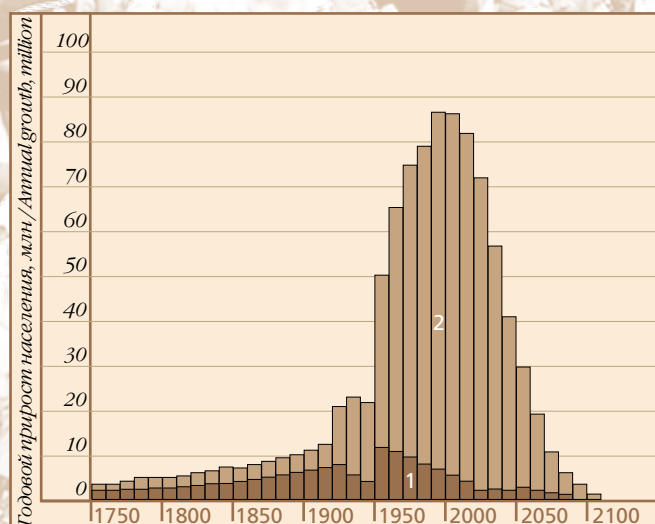


Рисунок 2 – Динамика демографического перехода в 1750–2100 гг. Прирост населения мира, усредненный за десятилетия: 1 – развитые страны; 2 – колонии и развивающиеся страны. Период глобального перехода на удивление краток, составляя всего 90 лет. Центром этого периода является точка $T_1 = 2000$ г.

Figure 2 – The global demographic transition 1750 – 2100 Annual growth averaged over a decade: 1 – developed countries, 2 – developing countries. The global transition is remarkably short with a width of only 90 years, centred on year $T_1 = 2000$

стремилось к количественному росту. Росту во всем – больше детей, больше еды, пространства, оружия, больше власти во всех сферах жизни. В настоящее время происходит смена парадигмы роста, и это совершенно новое явление в истории.

Принято считать, что в период демографического перехода все страны достигают максимального предела роста, после чего численность населения должна стабилизироваться. Подобная закономерность была характерна для всех развитых стран, и сейчас она наблюдается в странах третьего мира. Глобальный демографический переход отображен на рисунке 2. В течение перехода уровень как рождаемости, так и смертности быстро меняется, причем сначала сокращается уровень смертности. Несколько позднее начинает падать уровень рождаемости. Но экономическое развитие, повышение уровня жизни, развитие медицины приводят к росту продолжительности жизни. Благодаря взаимодействию этих двух факторов рост населения достигает максимальной отметки.

Для каждой отдельной страны этот усредненный показатель может меняться из-за миграции, но в масштабах планеты показатели роста остаются неизменными. Такая последовательность событий говорит о том, что изменения происходят очень быстро, и ни на одной из стадий рост населения не достигает хотя бы относительного равновесия. Мы имеем дело с неравновесным фазовым переходом.

transitions indicating the gross stability of growth.

The factor driving the development of mankind is generalized information. The distribution and transfer of information from one generation to the next – knowledge and technology, customs and crafts, art and religion, and, finally, ideas and concepts of science – is peculiar to humans and human society, and what makes us essentially different from all other animals. Consider the very first steps of a human being, which are quite different from those of an animal. In this process education and training in all forms, including games, are major factors of human development, which begins with a long childhood, first learning to speak and mastering language, being brought up, taught and educated in the making of a man, to use an old expression, as a member of society. This now takes 20 to 30 years and is essential for every human being. At the same time this postpones child-baring age to its limits. Information is multiplied and transmitted vertically by a chain-reaction between generations, establishing links with the past, deeply entrenched in the personality of each person. Information is also transferred horizontally – in the space of the global informational interaction, synchronizing the grand periods of development, seen throughout the ages in the global population system.

An important outcome of the model is the logarithmic transformation of time of social development, as quadratic growth accelerates over the ages. In this case growth is not exponential, although at any moment in the past an instantaneous exponential time of growth may be worked out. This exponential time is equal to the time reckoned from the high point of the global demographic transition – from year $T_1 = 2000$. In this case the compression of time makes the time from the end of a past cycle equal to half of the cycle's duration. Thus the Lower Paleolithic lasted a million years, leaving half a million for all future development. The Middle Ages lasted a thousand years and ended 500 years ago. Approaching the present, rates of growth and development can be compressed no more. The population blows up and enters the period of the global demographic transition, which is only 90 years long leading to a constant global population.

THE GLOBAL DEMOGRAPHIC REVOLUTION

Demographic data and the model indicate that mankind is now rapidly passing through a critical period of the demographic transition. This is a veritable revolution, drastically changing our long established pattern of growth and development. For more than a million years man was concerned with numerical growth. Growth on all counts – more children, more food, more space, more arms, more power in all dimensions of life. At present this paradigm of growth is changing, a change never experienced before.



Центральной точкой перехода стал 2000 год – действительно переломный момент, который едва ли мог случиться раньше.

В результате перехода рост населения прекращается и происходят изменения в возрастной структуре общества. Последние сопровождаются урбанизацией и оттоком населения из сельской местности в города. Поскольку население планеты представляет собой единое сообщество, подверженное общим процессам трансформации, переход в развитых и развивающихся странах совершается практически в одно и то же время: разница составляет всего лишь 50 лет, и это доказывает, что в глобальном плане они различаются не так сильно, как принято считать. Феномен перехода наглядно демонстрирует взаимодействие между группами стран в общих рамках глобализации.

Всемирный переход длится всего лишь 90 лет, или 1/50 000 часть всего исторического времени. За этот период модель роста населения Земли должна измениться фундаментальным образом. Численность населения в эпоху демографического перехода будет колебаться около 10 млрд. Это 1/10 часть от 100 млрд всех людей, когда-либо живших на планете.

МИР БУДУЩЕГО

На протяжении всей человеческой истории решающее значение имел информационный компонент глобальной производственной деятельности. Его можно рассматривать как доминанту «программного обеспечения» мирового развития. Это вклад культуры, науки, таких факторов, как сотрудничество, сознание, общение и память в метаэкономический прогресс человечества. Будучи главным фактором демографического роста, он указывает на приоритет коллективных процессов в обществе, ставших возможными благодаря развитию нашего мозга и разума, главного отличия Homo sapiens.

Поскольку население Земли прекратит свой рост, пожилое население превзойдет в количестве молодое. Это важное следствие демографического перехода уже можно наблюдать в развитых странах, где средний возраст становится все выше. Перестройка структуры возрастной пирамиды, быстрая и полная стабилизация мирового населения неизбежно повлекут серьезные последствия для многих аспектов жизни, включая глобальную безопасность, экономическую деятельность, социальный климат. Все это потребует дополнительных затрат на поддержку старших поколений, больших расходов на здравоохранение и социальную помощь. Можно надеяться, что общество сможет с выгодой для себя использовать компетентность и мастерство

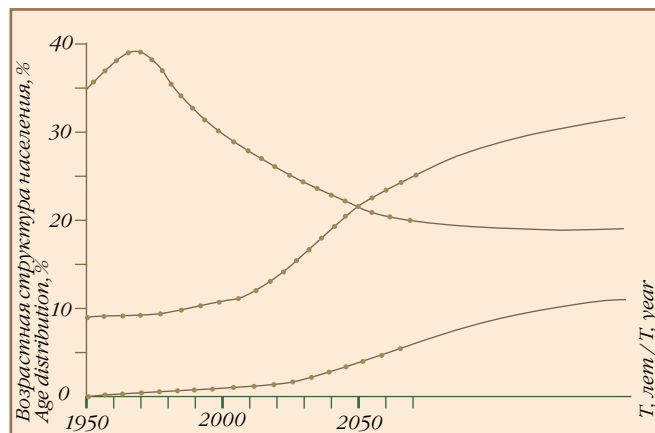


Рисунок 3 – Изменение возрастной структуры мирового населения в 1950–2150 гг. (данные ООН)
1 – возрастная группа моложе 14 лет; 2 – старше 65; 3 – старше 80

Figure 3 – Change in age distribution for the global population 1950–2150. (UN data).
1 – age group less than 14 years; 2 – group older than 65 years; 3 – age group older than 80 years.
A – distribution in developing countries and B – distribution in developed countries in 2000

It is well established that all countries pass through a maximum growth rate at the demographic transition and, hopefully, head for a stable population. This has been observed for all developed countries and is now being seen in countries of the developing world. The global demographic transition is shown on Figure 2. During the transition, death and birth rates change rapidly, beginning with an initial decrease in the death rate. The consequent fall in the birth rate starts later, and is accompanied by economic development, an increase in standard of life and the development of health services, leading to a longer life expectancy. Due to the interaction of these two factors, the growth rate passes through its maximum value.

For any specific country migration may modify this idealized description, but globally emigration does not enter into the growth rate since the population is limited to our planet. This sequence of events shows that the whole change is rapid and at no point is the population in any state of relative equilibrium. We are dealing with a non-equilibrium phase transition, centred on year 2000 – a veritable shock that could hardly happen faster.

As a result of the transition, the population ceases to grow, and a marked change in the age distribution of the population develops. This is the last in the sequence of events and a very significant transformation to happen in a society. These processes are accompanied by urbanization, with vast movements of rural populations to towns. As the population of the world acts as a truly global community, undergoing a common transformation, the transition in the developed and developing countries are happening practically at the same time. They are separated by a

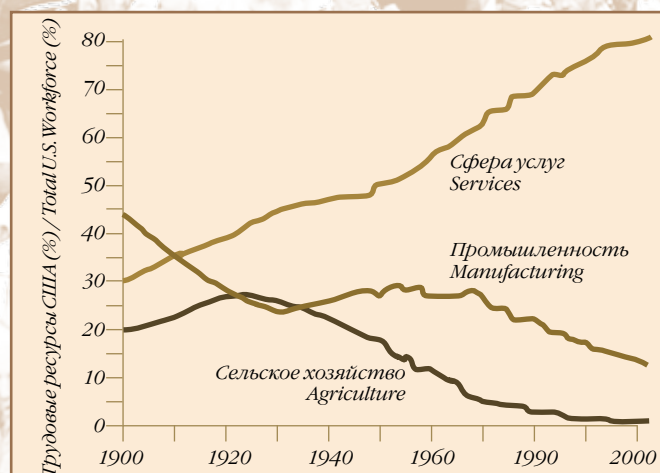


Рисунок 4 – Деиндустриализация: изменения в структуре занятости трудовых ресурсов США в XX веке (%)

Figure 4 – Deindustrialization: Changes in total U.S. workforce in 20th century (in %)

стариков, связав поколения в одну семью.

Интересно представить себе новую фазу развития, в которую вступит человечество по окончании переходного периода. Демография и математическое моделирование, используя разные методы, приходят к одинаковому выводу, что население мира должно быстро стабилизироваться на уровне 10–12 млрд. Согласно последней уточненной оценке Демографического отдела ООН, к 2300 году население Земли будет составлять 9 млрд. На практике это означает, что весь рост населения в конце XXI века придется на развивающиеся страны и будет сопровождаться коренными изменениями в возрастной структуре и снижением общего коэффициента плодородности (ОКП). В настоящее время ОКП развитых стран составляет меньше 1,15 (1,07 в Испании). Эти общества с демографической точки зрения неустойчивы. Если уровень рождаемости в них и дальше будет меньше 2,1–2,15 детей на одну женщину, то они обречены на вымирание. Низкий уровень рождаемости во всех развитых странах – свидетельство глубокого кризиса фундаментальных ценностей у этих народов. Разница в ОКП является источником большой угрозы, и в ближайшие годы можно ожидать крупномасштабные миграции и социальные кризисы. Государства не в состоянии полностью контролировать подобные процессы силовыми методами, и это подтверждается быстрым ростом числа нелегальных иммигрантов. Этот вопрос откровенно рассматривается Патриком Бьюкененом в его книге «Смерть Запада».

В будущем мире со стабильной демографической ситуацией количественный рост населения уже не останется доминантой. Связь между ростом населения и его распределением по поверхности

mere 50 years, showing that in a fundamental way these countries are not so different as usually assumed. Thus the transition is a powerful demonstration of the interaction between these sets of countries, leading to globalization.

The global population transition takes only 90 years, and during this time, which is only 1/50 000 of all our history, a fundamental change in the mode of growth of mankind is to happen. If we refer to the number of people – some 10 billion – who are to live through the demographic transition. This is 1/10th of the hundred billion people who ever lived.

THE WORLD OF THE FUTURE

All through our history the informational component to the global production factor was decisive in determining growth. This can be seen as the domination of the 'software' of global development, input, which is associated with culture, science and all those factors like co-operation, communication, consciousness and memory in contributing to the meta-economic growth of mankind. As the principal factor of growth it indicates the primacy of the collective processes in society, which we owe to our highly developed brain and mind, the main and peculiar characteristic of a conscientious *H. sapiens*.

As the population of the world will grow no longer, the number of older people will outnumber the young. This is an essential result of the demographic transition, already seen in developed countries, where societies are getting much older. The restructuring of the age pyramid, a rapid and profound transition to a stable global population, will inevitably lead to far-reaching changes in many aspects of life, including global security, social and economic behavior. Inevitably it will demand means to support the older generations, leading to greater expenditures for health services and social security. Probably one can expect that society could gain fully use the expertise of the old, reestablishing ties between generations in a family.

It is of interest to discuss the long-term changes that can be expected in the world as it passes into a new stage of development after the transition. Both demography and modelling, using different methods, show that the population of the world is to rapidly stabilize at 10 to 12 billion, although the latest revised forecasts of the UN Population Division indicate some 9 billion for the year 2300. In practical terms all growth will happen in the developing world by the end of 21st century and will be accompanied by a drastic change in the age structure, and a lowering of the total fertility rate (TFR). For at present, in developed countries, the TFR is below 1.15 (1.07 for Spain). Thus these societies demographically are not sustainable and are doomed, if the TFR does not go up to 2.1–2.15 children for each woman. The low birth rates in all developed countries are a signal of a major crisis of prevalent values in these



земного шара не будет больше влиять на развитие. В этом случае возможны две альтернативы. Первая – прекращение развития в мире с нулевым ростом или даже сокращением численности населения. Вторая – нахождение новой парадигмы развития, смена количественного роста на качественный. В настоящее время в развитых странах наметилось значительное перетекание трудовых ресурсов из промышленного сектора в сферу услуг, куда входят медицина, образование, наука и организация досуга. Это прообраз перемен, ожидающих и развивающиеся страны (см. рисунок 4).

Новые процессы развития сопровождаются интернационализацией финансовой сферы и технологий. Быстрая передача информации и денежных переводов – главная особенность глобализации. С недавних пор важнейшим из глобальных факторов информационной сферы стал интернет. Наряду со СМИ он является главным двигателем перемен. В мире, доминирующей чертой которого стала глобализация, заметен и противоборствующий процесс культурной диверсификации. Он проявляется в конфронтации «машин» (материальной основы) цивилизации и «программного обеспечения» культуры, не поспевающей за темпами прогресса. Диспропорция в росте и развитии человечества должна решаться посредством диалога, а не конфликта цивилизаций.

Динамика роста населения влияет на глобальную безопасность, баланс экономической и военной мощи. В обозримом будущем изменятся вооруженные силы. Страны, прошедшие через демографический переход, имеют меньшие людские ресурсы и не смогут пополнять свои армии за счет всеобщей воинской повинности, как ранее. С одной стороны, при нулевом или низком росте населения нет условий для крупномасштабных мировых войн, как это было в прошлом. А с другой стороны, наука и высокие технологии изменили характер вооружений и самих боевых действий. Будет ли целью новых вооруженных сил поддержание мира, контроль за миграционными процессами, борьба с терроризмом и организованной преступностью, а не война ради территориальных захватов и установления нового миропорядка? Терроризм опасен не только сам по себе. Прежде всего он указывает на растущее демографическое неравенство и напряжение в мире.

Последними потенциальными источниками крупномасштабных конфликтов являются страны, проходящие через демографический переход в его наиболее острой фазе. Сегодня, когда рост населения достиг абсолютного максимума и человечество переступает решающий порог своего развития, напряжение и неравенство могут привести к серьезным конфликтам с развивающимися странами и между ними. В этом

societies. These differences in the TFR are a source of great instability and in the coming years some large-scale migrations and social disruptions are to be expected. They are well beyond the power of the states to be controlled by force alone, as seen with the rapid growth in the numbers of illegal migrants. These are issues frankly discussed by Patrick Buchanan in “The Death of the West”.

In recent events one can discern the features of a future world with a stabilized population. In this world, numerical growth, primarily expressed by population growth, will no longer dominate. The connection between population growth and the square of global population will cease to express development. In this case there are two alternatives – one is stagnation of development in a world of zero growth or even a declining population. The other is finding a new dimension for development, and, as the quantitative growth of the past is gone, there is a possibility for qualitative growth and development. At present, in developed countries, there is a significant shift of the workforce from the production sector to services – health, education, science, and leisure, indicating the shape of things to come in developing countries (see Figure 4).

These new processes of development are accompanied by an internationalization of finance and technology. The rapid transfer of information and money has become the principal feature of globalization. The recent and most powerful global information factor is now the Internet. Coupled with mass media, these are the main instruments of change and influence. In a world where globalization has become an imminent and dominant feature, the opposing trend of cultural diversification is manifest. This may be seen as the confrontation of the ‘hardware’ of civilization with the ‘software’ of culture, which does not match the pace of progress. This present disparity in the growth and development of mankind should be resolved by dialog, rather than a clash of civilizations.

Dynamics of population growth influence global security, and the balance of economic and military power. In the foreseeable future armies will change. In countries that have passed through the transition there are fewer demographic resources to man the huge armies of the recent past via conscription. On the one hand, low growth rates and stagnant populations do not create conditions for conflict, for large-scale world wars, as happened in the recent past. On the other hand, science and high technology have changed the character of arms in modern warfare. Could the mission of these new armed forces be the containment of peace, controlling migration, fighting organized crime and terrorism, rather than war and operations leading to territorial gains and a New World Order? In fact, terrorism should be seen as a symptom of growing tensions and disparities rather than a danger itself.

случае демографические факторы могут послужить критическими индикаторами растущего неравенства.

В процессе демографической революции человечество переходит от информационного общества к обществу знания, где роль информации будет не просто влиятельной, но доминирующей. Будущее постиндустриального мира будет определяться производством не еды или энергии, а «программного обеспечения» нашей всемирной демографической системы. В этом новом мире значение будет иметь не объем производства, а способы распределения плодов промышленного и культурного развития. И откроет этот мир экономика с нулевым приростом населения и преобладающим числом людей старшего поколения.

Таковы общие предельные условия будущего мира. Хочется верить, что человеческий капитал образованного общества приведет к установлению новых общественных ценностей. Образование, а также ценности и идеалы, пропагандируемые СМИ, будут играть в этом мире как никогда большую роль. СМИ, и в первую очередь телевидение, должны признать свою ответственность за формирование общественного капитала и серьезнее относиться к вопросам культуры и морали. Таким образом, мир может выработать новые ценности, и культ количественного роста перестанет доминировать в нашем сознании. В стабилизировавшемся мире, где развитие будет протекать медленнее, может появиться новое экологическое и социальное сознание, которое подвергнет открытой критике капитализм и потребительскую идеологию.

После переходного периода процесс образования потребует от человека больше времени, чем когда-либо за всю историю человечества. Например, сейчас в развитых странах становится популярным принцип непрерывного образования, и индустрия образования превращается в один из главных секторов экономики. Больше время, затрачиваемое на образование, является прямым следствием информационного кризиса и потери человечеством способности адекватно воспитать и обучить следующее поколение. Фактически, длительное время, затрачиваемое на образование, является одной из причин низкого ОКП в развитых странах.

Наконец, фундаментальная наука, которая со времен Коперника, Галилея и Дарвина развивалась как глобальный культурный феномен, сейчас как никогда требует поддержки, чтобы иметь возможность выполнить свой культурный и моральный долг.

The last sources of a real large-scale conflict are countries passing through the demographic transition at its explosive stage. Today, when in a world where the rate of numerical growth has reached its absolute maximum and mankind is passing a decisive threshold in its development, these strains and inequities could still lead to major conflicts within and with the rapidly developing countries. In these cases demographic factors may become critical indicators of growing disparities.

Humanity is now passing through the demographic revolution from an information – moderated society to an information – dominated global knowledge society. The future in the post-industrial world will be determined not by the production of food or energy, by the 'hardware', but by the 'software' of our global population system. In this New World it will be not the volume of production that matters, but the way the results of this industry and cultural development are distributed. This is to happen in an economy with zero growth of human numbers in a society with a predominance of older people.

These are the boundary conditions for the future. In this future, human capital of an educated society will, hopefully, lead to establishing new norms of social values. It will be determined more than ever by education, and the attitudes and values propagated by mass media. The mass media, in the first place television, has yet to recognize its responsibility for its influence on social capital, and in taking culture and morals seriously. Thus, a new set of values in the world could emerge, where numerical growth will cease to dominate our mentality. In a stabilized world with a slowing down of development, a new ecological and social consciousness may appear, with outspoken criticism of consumerism and capitalism.

БУДУЩЕЕ ПОСТИНДУСТРИАЛЬНОГО МИРА БУДЕТ ОПРЕДЕЛЯТЬСЯ ПРОИЗВОДСТВОМ НЕ ЕДЫ ИЛИ ЭНЕРГИИ, А «ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ» НАШЕЙ ВСЕМИРНОЙ ДЕМОГРАФИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.

THE FUTURE IN THE POST-INDUSTRIAL WORLD WILL BE DETERMINED NOT BY THE PRODUCTION OF FOOD OR ENERGY, BY THE 'HARDWARE', BUT BY THE 'SOFTWARE' OF OUR GLOBAL POPULATION SYSTEM.

In the post-transitional society education will take up more time and effort than at any other period in the history of humankind. For example, at present in developed countries lifelong education is expanding and the education industry is becoming a major sector of the economy. The extensive time devoted to education is a direct expression of the information crisis and indicates that humanity is definitely close to its capacity to train and educate the next generation. In fact, time spent on



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Стремительная демографическая революция – событие огромной важности. Для истории человечества она намного важнее неолитической и других известных революций, являясь второй по степени важности после появления Homo, наделенного разумом и сознанием. Только у антропологов будущего появится возможность осознать масштаб перехода, переживаемого человечеством. Но для оценки перемен им придется подождать всего сотню лет, а не миллионы, прошедшие от появления на планете человека.

Быстрый темп перемен, безусловно, внес свой вклад в напряженность современной жизни и распад многовековых моделей развития общества. Но при этом материальная основа цивилизации изменяется быстрее, чем традиции и мышление. Всемирное «программное обеспечение» не поспевает за развитием событий, будь то загрязнение окружающей среды или опрометчивый технологический прогресс. Нам еще предстоит понять природу этой неминуемой трансформации и оценить ее последствия. Можно ожидать смены интеллектуальной парадигмы, которая затронет как точные, так и гуманитарные науки. В наступающем мире развитие человечества не будет более связано с параметрами количественного роста. Но при этом неизвестно, пойдет ли человечество по пути качественного роста, выберет дорогу медленного развития или вовсе деградирует, и наша цивилизация, не найдя сил заглянуть в будущее, канет в Лету.

Сейчас будет уместным заглянуть в ближайшую фазу истории человечества. Вплоть до настоящего момента биологическое строение человека оставалось неизменным и определялось природой. Теперь возникает возможность вмешательства в природу человека и ее изменения (генетическое конструирование человечеством самого себя). Возможно, что эти факторы ограничат действие предложенной нами модели. Но в то же время они указывают на новые возможности, которые позволят человечеству выйти на иной уровень развития. Если человечество будет морально и этически готово к подобному вмешательству, оно может стать хозяином собственной эволюции и выйти за рамки предложенной модели, так как исходные предпосылки изменятся. Однако трудно представить, что в обозримом будущем, при отсутствии должной мировой политической воли, мы сможем сознательно воздействовать на глобальный процесс роста – как в силу масштаба происходящего, так и в силу темпов развития событий, само понимание которых еще не полно.

Поскольку мы до сих пор имеем достаточно ограниченное представление о фундаментальных законах роста, сложно дать конкретное

education is one of the reasons for low TFR in developed countries.

Finally, fundamental science, which since the time of Copernicus, Galileo and Darwin has developed as a global cultural phenomenon, practiced internationally, will now demand both support and a mandate to exercise its cultural and moral responsibilities as never before.

CONCLUSIONS

The rapid demographic revolution is an event of great significance, and in the story of mankind it far surpasses the Neolithic revolution and all others known in history, ranking in its importance with the emergence of Homo, endowed with a mind and consciousness. Only a future anthropologist shall have a chance of understanding the magnitude of the transition, which mankind is now to experience. He will have to wait only a hundred years – not the million years that have passed since the early stages of our origins, to assess these changes.

This period of rapid change is definitely responsible for much of the stress and strain of modern life, the great disruption now upsetting the long established patterns of social development. For as the numbers, the 'hardware' of our world are changing faster than the social conditions, ideas, the global 'software' has no time to keep up, be it the pressure of the environment or folly of technological progress. The nature of this imminent transformation is yet to be fully understood and its consequences assessed. This can be seen as the intellectual challenge facing both the hard sciences and the humanities. Moreover, in a world where numerical growth is decoupled from development, it is not yet obvious whether humanity will take up the path of qualitative growth, or enter a pattern of slow development, even becoming stagnant and decaying as our civilization passes into oblivion lacking long-term vision.

At this point it is appropriate to inquire what could be the next step in the evolution of mankind. Up to the present the biology of the human race has not changed and was determined by nature. Now there is a possibility to interfere and moderate the biology – the genetic make-up of mankind – as humanity itself can become a conscientious actor. It may well be that these factors are to limit the extent of the model and at the same time indicate the agents for change, which could ultimately set a new dimension for the development of mankind. In this case, if humanity is morally and ethically ready for such interference, it may become master of its evolution and will go beyond the limits set by the model, as its premises will no longer be valid. Although, with the sheer size of the world population and the rate of events, it is difficult to imagine how the world community can have a major effect on the population imperative with a pronounced lack of global governance.

руководство к действию. Можно лишь указать на самые общие рекомендации по текущей демографической политике. Скорость перемен, предельное сжатие системного собственного времени истории в период демографического перехода оставляют мало времени для принятия политических решений и их реализации. Мы живем в эпоху, когда политика и временная шкала истории слиты воедино.

Пожалуй, главная задача человечества состоит в сохранении стабильности и безопасности, без которых решение глобальных проблем невозможно. Скорость перемен приводит к отсутствию долгосрочных обязательств и социального планирования в обществе. Это приобретает особое значение в исключительную эпоху демографической революции, когда напряжение достигает апогея, приводя к ослаблению власти, закона и порядка, росту коррупции, преступности и моральному упадку, заметному на разных уровнях мировой социальной и политической структуры.

Данное исследование появилось в результате междисциплинарного изучения, сближения идей и методов из областей знания, давно разделенных традицией и историей. Поскольку модель получила распространение и была расширена дальнейшими исследованиями, она способна помочь более глубокому пониманию положения дел в современном мире. Она предлагает общее поле работы для антропологов, историков, демографов и социологов, специалистов в области эволюции человека и генетики. Экономистам она предлагает универсальный и фундаментальный подход к оценке перспектив роста и развития. Медикам, а также политикам модель указывает на источники стресса и напряженности, угрожающие безопасности как мира в целом, так и каждого из нас в этот переходный период, уникальный в истории человечества. Во всяком случае, в нарождающемся мире глобальной демографической стабильности будет достаточно времени для разрешения проблем, которые люди создали себе сами. Есть надежда, что решение этих проблем не будет сопровождаться всеобщим кризисом, поскольку задача роста перестанет быть доминирующей в нашей жизни. Это вселяет некоторую долю оптимизма и уверенности в том, что человечество найдет выход из современного тупика. ☉

СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕН, ПРЕДЕЛЬНОЕ СЖАТИЕ СИСТЕМНОГО СОБСТВЕННОГО ВРЕМЕНИ ИСТОРИИ В ПЕРИОД ДЕМОГРАФИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА ОСТАВЛЯЮТ МАЛО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ ПОЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И ИХ РЕАЛИЗАЦИИ.

THE RATE OF CHANGE, THE ULTIMATE COMPRESSION OF THE SYSTEMIC EIGEN-TIME OF HISTORY AT THE DEMOGRAPHIC TRANSITION, LEAVES NO TIME FOR POLITICAL DECISIONS TO BE WORKED OUT AND PROPERLY IMPLEMENTED.

As the fundamental understanding of growth is still rather limited, definitive advice for action is hard to provide – apart from very general recommendations, which lead to current demographic policies. The rate of change, the ultimate compression of the systemic Eigen-time of history at the demographic transition, leaves no time for political decisions to be worked out and properly implemented. For it is now when the time-scale of history and politics merge.

Probably the most important issue is to ensure, by all means, the stability and security of the world to be, as the prerequisite for resolving global problems. The rate of change itself leads to the absence of long term commitments and socially relevant planning in society. This is all the more significant during the singular epoch of the demographic revolution, when these tensions are the greatest, leading to the current loss of governance, law and order, corruption, criminality and moral decay seen on many levels of society and political structures of the world.

These studies are the outcome of an attempt to develop interdisciplinary understanding by bridging ideas and methods coming from areas of research long separated by tradition and history. As the model is supported by further research and gains ground, the insight it provides should lead to greater understanding of the present state of world affairs. It may offer a common frame of reference for anthropology and history, demography and sociology, for studies in human evolution and genetics. For economists it provides a universal and general framework for assessing our growth and development. For doctors and politicians alike it can indicate the sources of stress and tension in this transient period, unique throughout all human development and affecting both the individual and society in terms of personal and global security and stability. Still, in the emerging world of a stabilised global population there will be a lot of restructured time to resolve these problems of our own making, hope fully managing them without a major disruption, as the challenge of growth will cease to dominate our life. This may provide us with some optimism in facing the present predicament of mankind. ☉

КАЛЕНДАРЬ

www.mioge.ru

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ
ПО НЕФТИ И ГАЗУ

2010 • 2011



KIOGE

18-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 — 9 октября 2010
Алматы, Казахстан



TUROGE

10-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ»

16 — 17 марта 2011
Анкара, Турция



**PETROTECH
2010**

9-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ

31 октября — 3 ноября 2010
Нью Дели, Индия



OGU

15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

17 — 19 мая 2011
Ташкент, Узбекистан



MANGYSTAU
OIL & GAS

5-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

2 — 4 ноября 2010
Актау, Казахстан

TGC 2011

2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
ТУРКМЕНИСТАНА

1 — 2 июня 2011
Аваза, Туркменбаши,
Туркменистан



OILTECH
MANGYSTAU

2-я КАЗАХСТАНСКАЯ
РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

2 — 3 ноября 2010
Актау, Казахстан



CASPIAN
OIL & GAS

18-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

7 — 10 июня 2011
Баку, Азербайджан



OGT
2010

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

17 — 19 ноября 2010
Ашхабад, Туркменистан



MIOGE

11-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ»

21 — 24 июня 2011
Москва, Россия



SEA5

5-я АЛЖИРСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

28 ноября — 2 декабря 2010
Оран, Алжир



RPGC

9-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

21 — 23 июня 2011
Москва, Россия



ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC МОСКВА

Тел.: +7 (495) 935 7350

+7 (495) 788 5585

oil-gas@ite-expo.ru



ITE GROUP PLC

Тел.: +44(0) 207 596 5000

oilgas@ite-exhibitions.com

НОВЫЙ ЧЛЕН РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА
NEW MEMBER OF THE EDITORIAL BOARD



Александр Яковлевич ТРЕТЬЯК

Один из ведущих профессоров Южно-Российского государственного технического университета (НПИ).

Стаж работы в вузе 27 лет. Прошел трудовой путь от мастера до главного инженера крупной геологоразведочной экспедиции. В 1983 году был приглашен в Новочеркасский политехнический институт на должность доцента, кандидатскую диссертацию защитил в 1980 году, работая на производстве, докторскую – в 1995 году.

За время работы в университете занимал должности доцента, профессора, заведующего кафедрой, проректора по научной работе, декана горно-геологического факультета. В течение последних пятнадцати лет заведует кафедрой «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика».

Имеет 125 опубликованных работ, в том числе 8 монографий, 3 учебника, 8 учебных пособий с грифом Минобразования России и УМО, 15 авторских свидетельств на изобретения и патентов.

Председатель Южно-Российского отделения РАЕН, член ученого совета университета и его комиссий. Награжден нагрудными знаками «Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации» и «Почетный разведчик недр», орденом Российской академии естественных наук «За пользу Отечеству».

Alexander Yakovlevich TRETIAK

One of the leading professors of the South-Russian State Technical University (NPI) with work experience of 27 years.

He started his career as a foreman to become later on the Chief engineer of a major exploration company. In 1983 he was invited to the Novocherkassk Polytechnic Institute as associate professor, defended his Candidate thesis in 1980, working in the production industry, and his Doctor thesis – in 1995.

During his time at the university Alexander Tretiak has held such positions as associate professor, professor, department chairman, vice chancellor for research, dean of the Faculty of Mining and Geology. For the last 15 years, Mr. Tretiak has been the chairman of the Oil and Gas Wells Drilling and Geophysics Department.

He has 125 published works, including 8 monographs, 3 textbooks, 8 textbooks marked with 'Russian Ministry of Education' and EMA, 15 inventor's certificates and patents.

Chairman of the South Branch of the Russian Academy of Natural Sciences, a member of the Academic Council and its committees.

Awarded with badges "Honorary Worker of Higher Professional Education of the Russian Federation" and "Honorary Explorationist", and Order of the Russian Academy of Natural Sciences "For Benefits to the Nation".

Coiled/tubing ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА *times*

119017 г. Москва, Пыжевский пер., д. 5, стр. 1, офис 425
тел.: +7 499 788-91-24, тел./факс: +7 499 788-91-19.

Представительство в Минске: тел.: +375 17 204-85-99, тел./факс: +375 17 203-85-54;
E-mail: редактор – cttimes@cttimes.org, маркетинг и реклама – robert.khismatullin@cttimes.org, подписка – cttimes@cttimes.org

Стоимость подписки на печатную версию журнала на 2010 год – 3000 рублей.
Доступна также электронная версия журнала.

Стоимость подписки на электронную версию журнала на 2010 год – 2100 рублей.

Специальное предложение! Годовая подписка на печатную и электронную версии – 4500 рублей.

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Заполните, пожалуйста, купон и отправьте его по факсу: +7 499 788-91-19

Да, я желаю оформить подписку на 2010 год

☐

на печатную версию

☐

на электронную версию

Я желаю подписаться как

Пришлите счет на подписку

☐

юридическое
лицо

☐

физическое
лицо

☐

по факсу

☐

по электронной
почте

Ф.И.О.	
Должность	
Компания	
Адрес	
Город	
Край / область	
Страна	
Индекс	
Телефон	
Факс	
Эл. почта	

Подписаться на журнал «Время колтюбинга» можно в почтовом отделении по каталогу «Роспечать». ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС – 84119.

Вы можете также оформить подписку на журнал «Время колтюбинга» и ознакомиться с аннотациями статей на сайте www.cttimes.org

Уважаемый читатель!

Каждый раз, работая над выпуском, мы стараемся включить в него полезную Вам информацию, стремимся максимально приблизить наполнение журнала к сфере Ваших профессиональных интересов. Напишите, пожалуйста, какие материалы Вам было бы интересно прочесть на страницах журнала «Время колтюбинга».

Подпись

5/1, Pyzhevski Lane, office 425, Moscow 119017 Russia
Phone: +7 499 788-91-24. Fax: +7 499 788-91-19. Representative Office in Minsk:
tel.: +375 17 204-85-99, tel./fax: +375 17 203-85-54.
E-mail: editor – cttimes@cttimes.org, marketing and advertising –
robert.khismatullin@cttimes.org, subscription – cttimes@cttimes.org

Cost of annual printed version of Coiled Tubing Times Journal is \$100,00. E-subscription is available! Cost of annual e-version of Coiled Tubing Times Journal is \$70,00.

Special offer! Annual printed subscription + e-subscription is \$150,00.

SUBSCRIPTION COUPON

Please, fill in this Coupon and send it by fax: +7 499 788-91-19

Yes, I would like to subscribe to Coiled Tubing Times Journal for 2010

☐

for printed version

☐

for e-version

I would like to subscribe as

Send the Subscription Invoice

☐

Legal Entity

☐

Natural Person

☐

by fax

☐

by e-mail

First, Last name	
Position	
Company name	
Address	
City	
Region	
Country	
Zip Code	
Telephon number	
Fax number	
E-mail address	

You can subscribe to Coiled Tubing Times Journal, and get acquainted with annotations of articles at the internet site www.cttimes.org

Dear Reader,

Every time working on the issue we are doing our best to place in the Journal the information useful for you and choose the material to meet your professional interests most. Please, specify what material you would like to find in Coiled Tubing Times Journal

Signature

ЧИТАЙТЕ В СЛЕДУЮЩЕМ НОМЕРЕ ЖУРНАЛА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»

Об инженерном подходе к промывке скважин, оборудованных электрическим центробежным насосом, после ГРП в Западной Сибири в статье Артема Цзина, Станислава Заграничного и Александра Рудника.

Специальный репортаж из Центра технологических инноваций Baker Hughes в Хьюстоне. Читатели узнают о том, как разрабатывается инновационное оборудование для проведения внутрискважинных операций, над чем работают специалисты Baker Hughes в настоящее время.

О первом опыте колтюбингового бурения на месторождениях ПО «Белоруснефть».

Навстречу 11-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»: об участниках, тематике докладов, тенденциях развития современного нефтегазосервиса.

READ IN THE NEXT ISSUE OF COILED TUBING TIMES

About engineer's approach to cleaning out hydraulically fractured ESP wells in Western Siberia in the article by Artem Tszin, Stanislav Zagranichny and Alexander Rudnik.

Our special coverage will be devoted to Baker Hughes Center for Technology Innovations in Houston. Development of innovative equipment and technologies for downhole applications, Baker Hughes current research projects will be brought into focus.

About the first experience of applying coiled tubing drilling in the fields of the Production Association Belorusneft.

Anticipating the 11th International Scientific and Practical Coiled Tubing and Well Intervention Conference: attendees, topics of the papers, development tendencies of modern oil and gas service.